
Publicación del nuevo Procedimiento Técnico del COES N° 20

(Publicación)

Setiembre 2024

Resumen Ejecutivo

El 2 de mayo de 2023, el COES remitió a Osinerghmin, mediante carta COES/D-370-2023, la propuesta de modificación del Procedimiento Técnico del COES N° 20 "Ingreso, Modificación y Retiro de Instalaciones en el SEIN" (PR-20).

De conformidad con el numeral 8.1 de la "Guía de Elaboración de Procedimientos Técnicos", aprobada mediante Resolución N° 476-2008-OS/CD, Osinerghmin remitió al COES las observaciones a la propuesta de modificación del PR-20, mediante Oficios N° 1318-2023-GRT y N° 1493-2023 del 24 de julio y 4 de setiembre de 2023, respectivamente, otorgándole un plazo de sesenta (60) días hábiles para subsanar las mismas. El COES dentro del plazo otorgado, mediante carta COES/D-949-2023 del 17 de octubre de 2023, remitió a Osinerghmin la subsanación de las observaciones a la propuesta de modificación del PR-20.

En seguimiento de la Guía, mediante Resolución N° 001-2024-OS/CD, el 20 de enero de 2024 se publicó el proyecto de modificación del PR-20 y PR-46; además, se otorgó treinta (30) días calendario para que los interesados remitan a Osinerghmin los comentarios y/o sugerencias al proyecto mencionado.

Al respecto, dentro del plazo correspondiente, la Asociación Peruana de Energía Renovables (SPR), Grenergy Perú, ElectroDunas, Engie Energía Perú S.A., Fénix Power Perú S.A., Kallpa Generación S.A., Sociedad Nacional de Minería y Petróleo (SNMPE), Enel Generación Perú S.A.A. (ahora Orygen Perú S.A.A.), Red de Energía del Perú S.A., Enel Distribución Perú S.A.A. (ahora Pluz Energía Perú S.A.A.), Luz del Sur, Statkraft Perú, Celepsa., Conelsur LT, Inland Energy S.A., Subcomité de Transmisores COES, Energía Renovable del Sur, Southern Peru, Sr. Marco Antonio Delgado Zarzosa, Sr. Grover Uchusara y el Sr. Aderson Sacaico remitieron a Osinerghmin los comentarios y sugerencias al proyecto de modificación del PR-20 y PR-46.

Finalmente, en el presente informe se presentan los aspectos considerados en la propuesta de modificación del PR-20 y PR-46; así como el análisis de los

comentarios de los interesados. Asimismo, debido a la cantidad de modificaciones propuestas resulta conveniente aprobar un nuevo texto del PR-20 para facilitar su manejo por parte de los administrados en un documento integrado.

Contenido

1. Antecedentes.....	6
2. Aspectos considerados en el proyecto de modificación del PR-20	9
2.1 Motivación de modificación del PR-20	9
2.2 Identificación del Problema	10
2.2.1 Definir la vigencia del alcance del EPO y EO	10
2.2.2 Precisar las causales de conclusión de vigencia de Conformidad de un EPO	11
2.2.3 Definir la gestión de los EPOs elaborados por el COES, incluidos en los Anteproyectos del Plan de Transmisión	12
2.2.4 Definir la gestión de proyectos con instalaciones mayores a 100 kV que no requieren la conformidad de un EPO y EO	12
2.2.5 Establecer las condiciones para el inicio del proceso de Integración de Instalaciones	13
2.2.6 Regular la Operación Comercial por etapas de las Centrales de Generación No Convencional	13
2.2.7 Definir la gestión para el otorgamiento de la Operación Comercial de Centrales de Generación que se encuentran conectadas al SEIN, pero que no requirieron EPO ni EO	14
2.2.8 Precisar la regulación sobre las causales de conclusión de la Operación Comercial dispuesta de oficio por el COES	14
2.2.9 Actualizar el Anexo 1	16
2.3 Alternativas de Solución y Análisis	16
2.3.1 Definir la vigencia del alcance del EPO y EO	16
2.3.2 Precisar las causales de conclusión de vigencia de Conformidad de un EPO	18
2.3.3 Definir la gestión de los Anteproyectos con carácter de EPOs elaborados por el COES en el Plan de Transmisión	22
2.3.4 Definir la gestión de proyectos con instalaciones mayores a 100 kV que no requieren la conformidad de un EPO y EO	25
2.3.5 Establecer las condiciones para el inicio del proceso de Integración de Instalaciones	26

2.3.6 Regular la Operación Comercial por etapas de las Centrales de Generación No Convencional	27
2.3.7 Definir la gestión para el otorgamiento de la Operación Comercial de Centrales de Generación conectadas al SEIN, que no requirieron EPO ni EO	30
2.3.8 Precisar la regulación sobre las causales de conclusión de la Operación Comercial dispuesta por el COES, así como su aplicación	31
2.3.9 Actualizar el Anexo 1 del PR-20	34
2.4 Análisis de Impactos de las Alternativas de Solución Seleccionadas	36
2.4.1 Definir la vigencia del alcance del EPO y EO	36
2.4.2 Precisar las causales de conclusión de vigencia de Conformidad de un EPO	36
2.4.3 Definir la gestión de los EPOs elaborados por el COES, incluidos en los Anteproyectos del Plan de Transmisión	36
2.4.4 Definir la gestión de proyectos con instalaciones mayores a 100 kV que no requieren la conformidad de un EPO y EO	37
2.4.5 Establecer las condiciones para el inicio del proceso de Integración de Instalaciones	37
2.4.6 Regular la Operación Comercial por etapas de las Centrales de Generación No Convencional	38
2.4.7 Definir la gestión para el otorgamiento de la Operación Comercial de Centrales de Generación que se encuentran conectadas al SEIN, pero que no requirieron EPO ni EO	38
2.4.8 Precisar la aplicación de las causales de conclusión de la Operación Comercial dispuesta por el COES	39
2.4.9 Actualizar el Anexo 1 del PR-20	39
2.5 Propuesta de modificación del PR-20	39
3. Conclusiones.....	41
Anexo 1	42
Anexo 2	737

1. Antecedentes

La Ley N° 28832, “Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica” (Ley 28832), en su Capítulo Quinto estableció las normas para la adecuación del marco legal de la transmisión que deben ser materia de reglamentación; mientras que, en el literal b) de su artículo 13 estableció que una de las funciones de interés público a cargo del COES es elaborar los procedimientos en materia de operación del SEIN y administración del Mercado de Corto Plazo, para su aprobación por Osinergmin.

Asimismo, mediante Decreto Supremo N° 027-2007-EM, se aprobó el Reglamento de Transmisión, norma que introdujo una serie de modificaciones al Reglamento de la Ley de Concesiones en el extremo de la actividad de transmisión eléctrica, con objeto de hacer compatible el marco regulatorio con la entonces reciente Ley 28832. Entre las disposiciones incorporadas por el Reglamento de Transmisión se dispuso que el COES elaborará un Procedimiento de Conexión a ser aprobado por el Osinergmin.

Mediante el Decreto Supremo N° 027-2008-EM, se aprobó el Reglamento del Comité de Operación Económica del Sistema (“Reglamento COES”), cuyo artículo 5.1 detalla que el COES, a través de su Dirección Ejecutiva, debe elaborar las propuestas de Procedimientos Técnicos en materia de operación del SEIN. Para tal efecto, en su artículo 5.2 se prevé que el COES debe contar con una Guía de Elaboración de Procedimientos Técnicos aprobada por Osinergmin, la cual incluirá, como mínimo, los objetivos, plazos, condiciones, metodología, forma, responsables, niveles de aprobación parciales, documentación y estudios de sustento.

En ese sentido, mediante Resolución N° 476-2008-OS/CD se aprobó la “Guía de Elaboración de Procedimientos Técnicos” (“Guía”), estableciéndose el proceso y los plazos que deben seguirse para la aprobación de los

Procedimientos Técnicos COES. La Guía fue modificada mediante Resolución N° 088-2011-OS/CD, mediante Resolución N° 272-2014-OS/CD y mediante Resolución N° 090-2017-OS/CD.

Por otro lado, mediante Resolución N° 035-2013-OS/CD, publicada el 14 de marzo de 2013, se aprobó el Procedimiento Técnico COES PR-20 “Ingreso, Modificación y Retiro de Instalaciones en el SEIN” (en adelante “PR-20”), el cual se viene aplicando para la conexión, modificación y el retiro de instalaciones eléctricas en el SEIN, así como para el inicio y conclusión de la operación comercial de las unidades o centrales de generación, y la integración de instalaciones de transmisión, de acuerdo a los principios y normas que regulan las funciones del COES. El PR-20 fue modificado mediante Resolución N° 083-2021-OS/CD y mediante Resolución N° 231-2022-OS/CD. Así también, mediante Resolución N° 190-2017-OS/CD se aprobó el Procedimiento Técnico del COES N° 46 “Garantías y constitución de fideicomisos para el Mercado Mayorista de Electricidad” (PR-46)

El COES manifiesta que partir de la modificación del PR-20, con Resolución N° 083-2021-OS/CD, se identificaron ciertos puntos que requieren mejoras en cuanto a su aplicación, con la finalidad de perfeccionarlos tales como: (i) la Operación Comercial por etapas de las Centrales de Generación No Convencional, (ii) la conclusión de vigencia de los Estudios de Pre Operatividad y (iii) el Anexo 1 que se mantiene vigente desde la versión publicada en el año 2013.

En ese contexto, con carta COES/D-370-2023 del 2 de mayo de 2023, el COES remitió a Osinerghmin una propuesta de modificación del PR-20, y como consecuencia de ello una modificación del PR-46.

En consecuencia, de conformidad con el numeral 8.1 de la Guía, mediante Oficios N° 1318-2023-GRT y N° 1493-2023 del 24 de julio y 4 de setiembre de 2023, respectivamente, otorgándole un plazo de sesenta (60) días hábiles para subsanar las mismas, Osinerghmin remitió al COES observaciones a la propuesta de modificación del PR-20. Con fecha 17 de octubre de 2023, el COES remitió a través de la Ventanilla Virtual del Osinerghmin la carta COES/D-949-2023, mediante la cual presenta la subsanación de las observaciones.

Siguiendo con el proceso, el 20 de enero de 2024 se realizó la publicación, en el diario oficial El Peruano mediante la Resolución N° 001-2024-OS/CD, del proyecto de resolución de modificación del PR-20 y PR-46, de conformidad con lo establecido en el numeral 8.3 de la Guía y en el artículo 25 del Reglamento General de Osinerghmin, aprobado mediante Decreto Supremo N° 054-2001-PCM, y se otorgó un plazo de treinta (30) días calendario, a fin de que los interesados remitan sus comentarios y sugerencias a la Gerencia de Regulación de Tarifas

Al respecto, la Asociación Peruana de Energía Renovables (SPR), Greenergy Perú, ElectroDunas, Engie Energía Perú, Fénix Power Perú, Kallpa Generación, Sociedad Nacional de Minería y Petróleo (SNMPE), Enel Generación Perú, Red de Energía del Perú, Enel Distribución Perú, Luz del Sur, Statkraft Perú, Celepsa., Conelsur LT, Inland Energy, Subcomité de Transmisores COES, Energía Renovable del Sur, Southern Peru, Sr. Marco Antonio Delgado Zarzosa, Sr. Grover Uchusara y el Sr. Aderson Sacaico, presentaron sus comentarios al proyecto de modificación del PR-20 y PR-46.

Con fecha 27 de febrero de 2024, Osinerghmin remitió al COES, mediante Oficio N° 383-2024-GRT, como parte del proceso que se indica en la Guía, los comentarios remitidos por las empresas mencionadas en el párrafo anterior, solicitando la opinión sobre dichos comentarios y sugerencias, otorgándole para ello treinta y cinco (35) días hábiles para su remisión. Luego, mediante carta COES/D-233-2024 el COES solicitó la ampliación de treinta y cinco (35) días hábiles adicionales al plazo inicial para emitir su opinión sobre los comentarios y observaciones al proyecto de modificación del PR-20 y PR-46 sustentado en la cantidad de comentarios recibidos al proyecto; en ese sentido, mediante Oficio N° 444-2024-GRT, Osinerghmin otorgó al COES el plazo adicional solicitado.

Luego, con fecha 10 de junio de 2024, el COES remitió a Osinerghmin, mediante carta COES/D-517-2024, la opinión sobre los comentarios y sugerencias realizados a la publicación del proyecto de modificación del PR-20 y PR-46. Posteriormente, mediante Carta COES/D-598-2024 del 16 de julio de 2024, el COES remitió información complementaria sobre la opinión sobre los comentarios y sugerencias realizados a la publicación del proyecto de modificación del PR-20.

Seguidamente, mediante Oficio N° 1331-2024-GRT se solicitó al COES un informe con el sustento técnico de la propuesta del numeral 4.4.4 del Capítulo 4 del Anexo 1 del PR-20. El COES, con Carta COES/D-736-2024 del 2 de setiembre de 2024, solicitó retirar la propuesta del numeral 4.4.4 citado, así como la modificación de los numerales vinculados a este, e informando que el año 2025 presentará una modificación del PR-20 en referencia a los numerales citados.

Finalmente, en el presente informe se efectúa el análisis de los comentarios recibidos de los interesados, con la finalidad de proponer la versión definitiva de la modificación del PR-20 y PR-46 a ser publicado. Asimismo, debido a la cantidad de modificaciones propuestas resulta conveniente aprobar un nuevo texto del PR-20 para facilitar su manejo por parte de los administrados en un documento integrado.

2. Aspectos considerados en el proyecto de modificación del PR-20

2.1 Motivación de modificación del PR-20

El PR-20 desde su modificación con Resolución N° 083-2021-OS/CD del 30 de abril de 2021, y desde su entrada en vigencia se han identificado aspectos cuya aplicación ha generado algunas diferencias entre los Agentes y el COES, por lo que se ha considerado necesario abordarlas mediante mejoras, tales como:

- a) Definir la vigencia de los documentos de alcances para el desarrollo del EPO y EO. Asimismo, para el caso de los EPO, definir una metodología para el tratamiento de los proyectos que surgen con posterioridad a la emisión del documento de alcances, hasta la presentación del EPO.
- b) Precisar las causales de conclusión de vigencia de los EPOs, entre ellas incluir una causal por modificaciones en las características técnicas del Punto de Conexión aprobado en el EPO. Asimismo, incluir la extensión de vigencia del EPO para los proyectos en vías de implementación.
- c) Definir la gestión de los Anteproyectos con carácter de EPOs elaborados por el COES en el Plan de Transmisión.
- d) Definir la gestión de los proyectos con instalaciones mayores a 100 kV que no requieran la conformidad del EPO y EO.

- e) Establecer las condiciones para el inicio del proceso de Integración de instalaciones.
- f) Regular la Operación Comercial por etapas para Centrales de Generación no Convencional (CGNC).
- g) Definir la gestión para el otorgamiento del Inicio de Operación Comercial de Centrales de Generación que se encuentran conectadas al SEIN, pero que no requirieron EPO ni EO.
- h) Precisar la regulación sobre las causales de conclusión de la Operación Comercial dispuesta de oficio por el COES, así como su aplicación.
- i) Actualizar el Anexo 1 del PR-20.

En atención a lo expuesto, se presenta una propuesta de modificación del PR-20 que tiene por objeto introducir disposiciones que agreguen eficiencia a la gestión de los estudios y procedimientos regulados en dicho procedimiento, así como una modificación del PR-46, producto del proyecto de modificación del PR-20.

2.2 Identificación del Problema

El PR-20 tiene como objetivo determinar los requisitos y procesos a seguir para la integración, modificación o retiro de instalaciones eléctricas del SEIN, así como establecer las condiciones para la aprobación del inicio, suspensión o conclusión de Operación Comercial de unidades o centrales de generación. En todos los casos, los requisitos establecidos se orientan a evitar cualquier impacto negativo sobre la confiabilidad y calidad de las operaciones del SEIN.

A continuación, se analiza los problemas identificados por la aplicación del PR-20.

2.2.1 Definir la vigencia del alcance del EPO y EO

Los numerales 9.5 y 10.6 del PR-20 establecen los lineamientos del contenido y el alcance para el desarrollo de un EPO y un EO respectivamente. Para tal efecto, el Gestor del Proyecto solicita el alcance al COES y este emite un documento adjuntando entre otros una descripción de los análisis eléctricos requeridos según las características del proyecto y lo indicado en los Anexos 2 y 3 del PR-20, un listado de las contingencias mínimas y los proyectos con EPO aprobado o en trámite que se ubican en la zona de influencia del proyecto, que deberán ser considerados en los análisis eléctricos del estudio.

De otro lado, se resaltan los incisos 3 y 4 del numeral 9.6 del PR-20 en los que se describen las instalaciones a tomar en cuenta para la presentación del EPO, las que se encuentran en servicio, las que cuenten con EPO y EO

aprobado vigentes, así como los proyectos que se encuentran en trámite en ese mismo momento, en el mismo Punto de Conexión o zona de influencia (aplica solo a los proyectos de generación y demanda). Del mismo modo, en el inciso del numeral 10.7 del PR-20 correspondiente a EOs, se describen las instalaciones a tomar en cuenta para la presentación de un EO, las que se encuentran en servicio y las que cuenten con EO vigente.

En aplicación de estos numerales, se han identificado dos problemas:

- a) Que el documento de alcance emitido por el COES para el desarrollo del estudio no tiene una vigencia. Debido a eso, se han dado muchos casos en que los estudios (EPOs y EOs) han sido presentados mucho tiempo después de que fuera emitido el documento de alcances por el COES (en algunos casos hasta pasado el año), razón por la cual los estudios son elaborados sobre la base de información desactualizada, siendo esto observado en el 1er informe de revisión.
- b) Surgen nuevos proyectos en la zona de influencia después de la emisión del documento de alcances, los cuales, en aplicación de los numerales 9.6 y 10.7 del PR-20, deben ser considerados en los estudios. Esto también es motivo de observación en el 1er informe de revisión, conllevando a que el Gestor de Proyecto en ocasiones deba rehacer su estudio.

2.2.2 Precisar las causales de conclusión de vigencia de Conformidad de un EPO

En el numeral 9.13 del PR-20 se establecen las causales de conclusión de vigencia de los EPOs. Sobre estas surgieron algunas diferencias entre el COES y los agentes, en lo que respecta a interpretaciones sobre en qué momento se configura la causal de conclusión de vigencia. Los Agentes sostenían que, para declarar la conclusión de la vigencia de la Conformidad del EPO debía antes configurarse el hecho indicado en las causales. De tal manera, según los Agentes, podían gestionar un nuevo EPO manteniendo vigente el EPO original, figura que correspondería a una "Actualización de EPO", la cual no está contemplada en el PR-20 vigente. Asimismo, no es posible presentar un nuevo EPO manteniendo el EPO original vigente ya que el nuevo EPO, según lo establecido en el inciso 3 del numeral 9.6, tendría que considerar en su elaboración a su propio EPO vigente, lo cual se encuentra fuera de toda lógica.

De otro lado, después de la entrada en vigencia del PR-20 en el 2021, algunos Agentes remitieron al COES solicitudes de extensión de vigencia de la Conformidad del EPO debido a que sus proyectos se conectarían pasado el año extendido que se establece en el inciso 2 del numeral 9.13, argumentando que estos ya contaban con Concesión Definitiva y que su proyecto se encontraba en construcción. Por lo tanto, se tuvo que declarar la no vigencia

de los EPOs en vista a que estos hechos se configuraban como causal de conclusión de vigencia. En consecuencia, algunos Gestores de Proyecto tuvieron que presentar un nuevo EPO generando complicaciones en los trámites relacionados a la Concesión Definitiva.

Finalmente, en el inciso 1 del numeral 9.13 se configura como causal de conclusión de vigencia del Certificado de Conformidad del EPO el cambio del Punto de Conexión; sin embargo, esta causal ni alguna otra contemplaba que sucedería si las características técnicas del Punto de Conexión cambiaban al punto de hacer inviable la conexión del proyecto con EPO aprobado, tal como como sucedió con el punto de conexión de uno de los EPOs que contaba con conformidad.

2.2.3 Definir la gestión de los EPOs elaborados por el COES, incluidos en los Anteproyectos del Plan de Transmisión

En el numeral 9.14 del PR-20 vigente se establecen los criterios para la gestión de los EPOs de los Anteproyectos elaborados por el COES, como parte del Plan de Transmisión. Esto se introdujo en la modificación del PR-20 del 2021 con la finalidad de eliminar las diferencias que podrían existir en las características del equipamiento considerado en los Anteproyectos elaborados por el COES y aprobados por el MINEM, y los determinados finalmente en los EPOs presentados por las empresas Concesionarias ante el COES.

No obstante, si bien los Concesionarios ya no presentarían un EPO al COES, ya que el EPO del proyecto sería el elaborado por el propio COES, se evidenció la necesidad de detallar el proceso del trámite para la revisión de dichos EPOs, incluyendo la participación de los Terceros Involucrados (TI) durante este proceso, lo que originó el malestar en los TI.

De otro lado, se evidenció la necesidad de adecuar las causales de vigencia de los EPOs de los Anteproyectos ante los posibles retrasos en los procesos de licitación y adjudicación, que alargan los periodos de ingreso del proyecto previsto en el Plan de Transmisión (PT). Asimismo, en la causal prevista en el inciso 3 del numeral 9.13, referido a cambios en el equipamiento, no fue considerado los posibles cambios en el equipamiento del EPO debido al retraso de otros proyectos licitados que impactaban directamente en el EPO.

2.2.4 Definir la gestión de proyectos con instalaciones mayores a 100 kV que no requieren la conformidad de un EPO y EO

El numeral 2 del PR-20 delimita el alcance de su aplicación, y tiene como premisa principal para esta delimitación a los proyectos que puedan suponer un impacto o potencial perjuicio en el SEIN.

No obstante, existen proyectos que por sus características y ubicación no requieren de la conformidad de un EPO ni EO, sin embargo, sí resulta necesario

que pasen por el proceso de Integración, para cumplir con el numeral 2.1.3 de la Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados (NTCOTRSI), el cual establece como función del COES la de coordinar y supervisar las actividades de las instalaciones en niveles de tensión iguales o superiores a 100 kV, dentro de las cuales se encuentran estos proyectos. Estos casos evidencian la falta de un proceso para gestionar este tipo de proyectos.

Solo con base en el PR-20, estas instalaciones no pasarían por EPO, EO ni por el proceso de Integración, por lo que no se dispondría de su información técnica, la cual es requerida para su modelamiento en los softwares de análisis eléctrico y energético utilizados por el COES, para las diferentes funciones de planificación y operación del SEIN

2.2.5 Establecer las condiciones para el inicio del proceso de Integración de Instalaciones

El numeral 11.2 del PR-20, que establece las condiciones para iniciar el trámite de integración de instalaciones al SEIN, señala que para iniciar este proceso el titular debe contar con la Conformidad del EO vigente, sin hacer referencia a la vigencia del EPO. Esto llevaba a la interpretación por parte de los Agentes de que se podría iniciar la integración dentro de los 12 meses luego de emitida la conformidad del EO (periodo de vigencia del EO), aun cuando haya concluido la vigencia del EPO, que es la única etapa en la que se aprueba expresamente el año de ingreso del proyecto. En ese sentido, de la interpretación del COES, el ingreso del proyecto debería concretarse dentro del periodo de vigencia del EPO. Por lo tanto, existe la necesidad de precisar en el PR-20 las condiciones para el inicio del trámite de integración de Instalaciones.

2.2.6 Regular la Operación Comercial por etapas de las Centrales de Generación No Convencional

En el numeral 12.4 del PR-20 se establece el trámite para la conformidad del Inicio de Operación Comercial, en donde se indica que la Operación Comercial (OC) se otorga a toda la central en el caso de Centrales de Generación No Convencional (CGNC), a diferencia de las Centrales de Generación Convencional (CGC), en las cuales la OC se otorga a las unidades de generación. Esto es debido a la impracticidad de poder otorgar la OC a cada aerogenerador, en el caso de centrales eólicas (CE) o, a cada grupo de paneles que se conectan a un inversor, en el caso de centrales solares fotovoltaicas (CSF).

Es así como, desde la entrada en vigencia del PR-20 en el 2013, la OC de las CGNC se otorga a toda la central, lo cual no ha ocasionado mayor problema

puesto que las CGNC que han pasado por este proceso no han sido de gran tamaño (la más grande, hasta el año 2022, ha sido la CSF Rubí de 144,48 MW). No obstante, a la fecha se encuentra operando la CGNC de Punta Lomitas de 260 MW, proyecto en el que se evidenció que en el caso de centrales de gran tamaño la implementación y las Pruebas de Puesta en Servicio se realizan por etapas, espaciadas algunos meses una de otra, lo cual implica que durante estos meses de puesta en servicio no se disponga de generación eficiente a disposición del SEIN, sino que se tiene que esperar a que culminen las Pruebas de Puesta en Servicio.

2.2.7 Definir la gestión para el otorgamiento de la Operación Comercial de Centrales de Generación que se encuentran conectadas al SEIN, pero que no requirieron EPO ni EO

En el numeral 2 del PR-20 se establece el alcance de su aplicación. Específicamente, en el numeral 2.4 se indica que las centrales de generación menores a 20 MW que se conectan en puntos distintos a los indicados en el numeral 2.1 se encuentran fuera del alcance de aplicación del PR-20, con excepción de aquellas provenientes de los procesos de licitación derivados de la aplicación del Decreto Legislativo N° 1002 (subasta RER), los cuales solo deberán gestionar ante el COES la obtención de la OC.

Asimismo, las centrales de generación mayores a 20 MW que se conecten en puntos distintos al indicado en el numeral 2.1 podrían estar fuera del alcance de aplicación del PR-20, dependiendo de la evaluación realizada por el COES de acuerdo con lo establecido en los numerales 9.4 y 10.4 del PR-20.

En ese sentido, las centrales que se encuentran inmersas en los párrafos anteriores, y que por sus características se encuentran fuera del alcance de aplicación del PR-20, es decir, no pasaron por EPO ni por EO, en su derecho de participar del Mercado Mayorista de Electricidad podrían solicitar la OC.

Al respecto, a la fecha han sido tramitados algunas solicitudes de OC de centrales de generación menores de 20 MW que se encontraban conectadas al SEIN, y cuyos titulares al inicio mostraban su incertidumbre sobre los requisitos que les aplicaría, para estos casos se hizo entrega de algunos requisitos que fueron tomados de los procesos de Integración y de OC del PR-20.

2.2.8 Precisar la regulación sobre las causales de conclusión de la Operación Comercial dispuesta de oficio por el COES

El numeral 13.3 del PR-20 vigente contiene las causales por la cuales el COES, de oficio, puede declarar la conclusión de la operación comercial de una unidad o central de generación. En concreto, los incisos 2 y 3 de dicho numeral establecen que dicha conclusión se puede declarar si es que el COES

determina que la unidad o central no va a estar disponible para operar en el SEIN por un periodo de 3 meses, inclusive por motivo de un evento de fuerza mayor calificado por el OSINERGHMIN.

Asimismo, de acuerdo con el Procedimiento Técnico N° 02 “Condiciones de participación en el Mercado Mayorista de Electricidad”, para que un Generador pueda mantener la condición de Participante del Mercado Mayorista de Electricidad (MME) debe tener, por lo menos, una unidad de generación en operación comercial.

Precisado ello, se ha identificado que existen Participantes Generadores del MME que cuentan con una única unidad o central de generación en operación comercial. En consecuencia, si el COES aplicara a dicha unidad o central alguna de las causales de conclusión de la operación comercial reguladas en los incisos 2 y 3 del numeral 13.3 del PR-20, el Generador también perdería su condición de Participante del MME.

De forma inmediata, esta situación ocasionaría que el Generador no pueda respaldar los retiros de sus clientes en el MME, con lo cual tales retiros deberían ser tratados como Retiros No Declarados en las liquidaciones. Asimismo, el hecho de que el Generador no pueda respaldar los retiros en el MME probablemente ocasionaría que no perciba ingresos en el marco de los contratos de suministro con sus clientes, lo cual agravaría su situación económica (que ya se encontraría mermada por la propia indisponibilidad de la unidad o central y la imposibilidad de vender energía en el sistema).

Por otro lado, el numeral 13.3 del PR-20 ya mencionado establece que la aplicación de la conclusión de operación comercial de oficio por el COES es facultativa, ya que dispone que el COES “podrá” declarar dicha conclusión. De tal manera, al materializarse alguna de las causales descritas en el procedimiento, el COES debe iniciar un trámite de conclusión de la operación comercial, que incluye los descargos del titular de la unidad o central, y, finalmente, debe sustentar la pertinencia y/o razonabilidad de la decisión de conclusión.

Sin embargo, se ha identificado que todas las causales de conclusión de la operación comercial reguladas en el PR-20 regulan situaciones objetivas, tales como el cumplimiento de un periodo o un hecho externo al COES que es verificable. En ese sentido, el proceso para la declaración de la conclusión por el COES termina siendo solo un trámite que demora la adopción de la conclusión, ya que de antemano se tiene conocimiento que la causal de conclusión se ha producido.

Cabe señalar que, durante el transcurso del trámite de conclusión, la unidad o central que continúa en operación comercial podría seguir percibiendo

Ingresos por Potencia, lo que afecta a las demás unidades del sistema que si se encuentran disponibles para operar.

2.2.9 Actualizar el Anexo 1

El Anexo 1 del PR-20, vigente desde el 2013, regula los criterios mínimos de diseño de las instalaciones eléctricas que se conectan al SEIN. Dentro de estos requisitos se encuentran los criterios básicos para el diseño de instalaciones de transmisión, sistemas de protecciones, sistemas de control y comunicaciones, así como requerimientos técnicos de conexión de las instalaciones de centrales de generación convencional y no convencional en el SEIN.

Desde su entrada en vigencia desde el 2013, estos requisitos se han mantenido y ha permitido al COES evaluar la efectividad de su aplicación en el diseño de las instalaciones eléctricas; asimismo se han podido identificar algunos puntos que no han tenido una mayor relevancia en su aplicación, otras que simplemente no han sido aplicadas y otras en el que se ha encontrado, a partir de las experiencias en el ingreso de nuevos proyectos, la oportunidad para proponer criterios unificados que permitan la estandarización de los diseños con el fin de preservar la seguridad del SEIN.

Por ejemplo, entre los problemas identificados es que, durante la aprobación del EPO se discuten criterios de diseño de las instalaciones, que tienen su repercusión en las inversiones de los proyectos; por ello, las empresas buscan que sus costos por compra de equipamientos sean mínimos afectando así los requisitos técnicos mínimos que deberían tener los equipamientos eléctricos. Esto ha traído que las características de los equipos que ingresan al SEIN no tengan un criterio uniforme, la calidad de estos es diversa donde se emplean diferentes normas constructivas. Por lo que, a nivel de todo el SEIN se requiere uniformizar los criterios de diseño, establecer características mínimas para todos los equipamientos que se conecten al sistema eléctrico, así como establecer un anexo técnico que sirva para la especificación mínima técnica de los equipamientos de los proyectos nuevos que ingresen al SEIN.

2.3 Alternativas de Solución y Análisis

A continuación, se detallan las alternativas de solución consideradas para dar solución a los problemas identificados en la aplicación del PR-20.

2.3.1 Definir la vigencia del alcance del EPO y EO

Primera Alternativa: No efectuar cambios

No asignar un periodo de vigencia al documento de alcance de los EPOs y EOs tendría una consecuencia que el COES siga recibiendo estudios elaborados con información desactualizada que serían observados en el primer informe de revisión con lo cual se corre el riesgo de que el Gestor del Proyecto tenga que rehacer sus análisis eléctricos, lo cual se configura como una causal de rechazo de EPO/EO.

Asimismo, no darle un tratamiento diferenciado a los proyectos que surgieron después de la emisión del documento de alcance hasta la presentación del EPO/EO, tendría como consecuencia que el COES reciba un estudio en el que se tenga posiblemente que incorporar a los proyectos (que surgieron después) en los casos base de los análisis eléctricos, lo cual si llevaría al Gestor del proyecto a rehacer todo el EPO/EO y con ello el rechazo del EPO/EO por parte del COES.

Segunda Alternativa: Modificar el PR-20

Incorporar un periodo de vigencia al documento de alcance de EPO/EO, y en el caso del EO darle un tratamiento diferenciado a los proyectos que surgieron después de la emisión del documento de alcance generaría beneficios tanto al COES como al Gestor de Proyecto, ya que simplificaría el proceso de revisión, evitaría posibles reprocesos, así como eliminaría el riesgo de un eventual rechazo del estudio. En el caso del EPO no se pedirán análisis adicionales que los indicados en el documento de alcances dentro de su periodo de vigencia.

En ese sentido, a fin de dar solución al problema que involucra al numeral 9.5 del PR-20 vigente, se sugiere realizar los siguientes cambios:

Gestión EPO:

"9.5 Alcance del EPO

(...)

El documento de alcances del EPO tendrá una validez de seis (06) meses, tiempo en que el Gestor del Proyecto deberá presentar el EPO. En proyectos cuya complejidad técnica lo amerite, el COES podrá establecer un plazo de validez mayor, a solicitud del Gestor del Proyecto, expresado en su carta de solicitud de alcances. El plazo de validez establecido en el documento de alcances del EPO es improrrogable. Los proyectos e instalaciones indicados en el inciso 3 del numeral 9.6 que surjan con posterioridad a la emisión del documento del alcance hasta la presentación del EPO, no serán considerados en los análisis eléctricos del estudio, siempre que el EPO haya sido presentado dentro del periodo de validez del documento de alcance."

Del mismo modo, la gestión del EO:

“10.6 Alcance del EO

(...)

El documento de alcances del EO emitido por el COES tendrá una validez de seis (06) meses, tiempo en que el Gestor del Proyecto deberá presentar el EO. En proyectos cuya complejidad técnica lo amerite o en proyectos con EOs independientes propuestos por etapas, el COES podrá establecer un plazo de validez mayor, a solicitud del Gestor del Proyecto expresado en su carta de solicitud de alcances. El plazo de validez del documento de alcances del EO es improrrogable. Los proyectos e instalaciones indicados en el inciso 4 del numeral 10.7 que surjan con posterioridad a la emisión del documento del alcance hasta la presentación del EO, no serán considerados en los análisis eléctricos del estudio, siempre que el EO haya sido presentado dentro del periodo de validez del documento de alcance.”

Los criterios incorporados delimitan el tiempo con la que cuenta el Gestor del Proyecto para que presente el EPO/EO desde que fue emitida el documento de alcance, con lo cual se simplifica el proceso de revisión de los estudios porque cuenta con información actualizada. En consecuencia, se evitaría reformular el proyecto en la etapa de observaciones y se reducirán los trámites en caso en caso el EPO/EO no se rechace. Según sea la envergadura del proyecto, este plazo podrá ser ampliado y comunicado al COES en la carta de solicitud de alcance y confirmada en la carta de respuesta, lo cual permite flexibilidad.

Asimismo, darle un tratamiento diferenciado a los proyectos que surgieron después de la emisión del documento de alcance hasta la presentación del EPO/EO (Por ejemplo, EPOs/EOs que se aprueben durante este periodo), en el que solo se le pediría al Gestor del Proyecto algunos casos adicionales en los escenarios más relevantes, contribuirá con los resultados esperados indicados en el párrafo anterior.

Elección de la Alternativa Propuesta

Considerando que el objeto de este proceso consiste en simplificar la revisión de los EPOs y EOs, así como evitar reprocesos que eviten el riesgo de un posible rechazo, se evidencia la necesidad de una alternativa que sea flexible a los diferentes tipos de proyectos en el que el plazo de vigencia establecido aplique a la gran mayoría de proyectos y para los proyectos complejos se pueda extender la vigencia, en ese sentido, se ha optado por modificar el PR-20 en función de la segunda alternativa.

2.3.2 Precisar las causales de conclusión de vigencia de Conformidad de un EPO

Primera Alternativa: No efectuar cambios

No realizar precisiones a las causales de conclusión de vigencia de la Conformidad del EPO, establecida en el numeral 9.13, tendría una consecuencia que el COES siga recibiendo consultas de los Agentes respecto a la configuración de la causal, así como solicitudes de extensión de vigencia de la Conformidad del EPO.

En el caso de proyectos que se encuentren en proceso de construcción y la conclusión de vigencia de la Conformidad del EPO sea inminente debido a retrasos en la implementación, en caso de no proponer modificaciones en las causales de conclusión de vigencia de la Conformidad del EPO, para estos tipos de proyectos, tendría una consecuencia que el Gestor del Proyecto tenga que presentar un nuevo EPO, a esto se suma las dificultades que conlleva a volver a gestionar la actualización de la Concesión Definitiva o Autorización, por su parte el COES tendría que admitir el nuevo EPO para revisión generando el incremento del número de estudios en revisión.

En el caso de posibles cambios en las características técnicas del Punto de Conexión que hagan inviable la implementación de un proyecto, en caso de no proponer una causal de conclusión de vigencia que regule este caso, tendría una consecuencia que el Gestor del Proyecto siga avanzando con sus trámites para la Concesión Definitiva y la implementación del Proyecto y que en una etapa tardía se vea imposibilitado a continuar con el avance de su proyecto.

Segunda Alternativa: Modificar el PR-20

Respecto a realizar precisiones en las causales de conclusión de vigencia de la Conformidad del EPO, establecidas en el numeral 9.13 del PR-20, se eliminarían las diferencias entre el COES y los Agentes respecto a la interpretación sobre en qué momento se configurarían tales causales, en ese sentido, en relación a los incisos 1 y 3, se mantuvo el término propuesto "Cuando se advierta..." lo cual se condice con lo indicado en el párrafo final en donde el COES, antes de declarar la conclusión de la vigencia de la Conformidad del EPO, evaluará previamente la configuración de las causales de conclusión de vigencia y para tal efecto solicitará información a los Agentes.

En ese sentido, a fin de dar solución al problema que involucra al numeral 9.13 del PR-20 vigente, se sugiere realizar los siguientes cambios:

"9.13 Conclusión de la vigencia del Certificado de Conformidad del EPO

La vigencia del Certificado de Conformidad del EPO concluye en cualquiera de los siguientes casos:

1. *Cuando se advierta que el proyecto no se conectará en el Punto de Conexión aprobado en el EPO o cuando el Punto de Conexión aprobado en el EPO corresponde a una instalación futura que cuenta con EPO aprobado y este último pierde su vigencia.*
2. *Cuando el proyecto no se conecte al Sistema hasta el año siguiente al año aprobado en el Certificado de Conformidad del EPO para su conexión, salvo que el Gestor del Proyecto haya obtenido el Certificado de Conformidad del EO dentro de dicho periodo o que haya iniciado el trámite para obtener tal certificado dentro de dicho periodo y lo obtenga, incluso en fecha posterior a la vigencia del EPO. En estos casos, la vigencia del Certificado de Conformidad del EPO se extiende por la misma vigencia del Certificado de Conformidad del EO. Para aquellos proyectos que desarrollen su EO por etapas, la vigencia de la Conformidad del EPO se extenderá hasta la vigencia de la Conformidad del EO de la etapa final a conectarse al SEIN.*
3. *Cuando se adviertan cambios en las características técnicas de las instalaciones o equipamiento proyectados, considerados expresamente en el Certificado de Conformidad del EPO.*

En caso el Gestor del Proyecto informe al COES de modificaciones, incrementos o cambio de especificaciones, que se produjeron con posterioridad en las instalaciones o equipamientos considerados en el Certificado de Conformidad del EPO, y sustente técnicamente que estos representan iguales o mejores prestaciones, respecto a lo aprobado en el EPO, el COES, de estimarlo pertinente, podrá dispensarlo de presentar un nuevo EPO, manteniéndose la vigencia del EPO aprobado. En dicho caso, el Gestor del Proyecto deberá presentar el EPO con las modificaciones aprobadas por el COES, conjuntamente con una declaración jurada sobre las modificaciones incluidas en el Estudio respecto del original.

4. (...)
5. *Cuando se haya modificado o se advierta una condición del Sistema o futura modificación de las características técnicas del Punto de Conexión aprobado en el EPO, y que el COES determine, que esto hace inviable técnicamente la conexión del proyecto.*

(...)

El COES declarará la conclusión de la vigencia de la Conformidad del EPO por las causales establecidas en el presente numeral.

Para tal efecto, el COES requerirá al Gestor del Proyecto, información a fin de evaluar la configuración de las causales de conclusión de vigencia del Certificado de Conformidad del EPO antes descritas. El Gestor del Proyecto deberá entregar la información solicitada por el COES en un plazo no mayor a diez (10) días hábiles. Recibida la información, el COES tiene un plazo de diez (10) días hábiles para pronunciarse sobre la vigencia del Certificado de Conformidad del EPO. Para la causal del inciso 5, se incluirá en la solicitud de información al titular del Punto de Conexión.

Asimismo, en caso de que el Gestor del Proyecto no remita la información solicitada dentro del plazo señalado en el párrafo precedente, el COES declarará la conclusión de la vigencia de la Conformidad del EPO. Para la causal del inciso 5, el COES solicitará la información necesaria al titular del Punto de Conexión.

(...)”

Respecto al inciso 2 del numeral 9.3, se busca a extender la vigencia de la Conformidad del EPO, para que los titulares de aquellos proyectos que se encuentran en proceso de construcción puedan contar con un plazo adicional que les permita alcanzar la conexión del proyecto dentro del periodo de vigencia del EPO, con lo cual el titular se evitaría actualizar su Concesión Definitiva o Autorización, por ser el EPO un requisito para este trámite.

Respecto a incluir una causal de conclusión de vigencia de la Conformidad del EPO en el caso de cambios en las características técnicas del Punto de Conexión, permitirá alertar oportunamente al Gestor del Proyecto, sobre posibles riesgos ante el cambio de las características técnicas del Punto de Conexión que puedan hacer inviable su implementación.

Además, esta modificación busca precisar que la vigencia del EPO se extiende por la misma vigencia del EO en caso el Gestor del Proyecto haya obtenido la conformidad del EO dentro del año siguiente al año aprobado para su conexión o en caso el Gestor del Proyecto haya iniciado el trámite para obtener el EO dentro del año siguiente al año aprobado para su conexión y sea aprobado. Sin embargo, para evitar riegos en la seguridad del SEIN, se propone agregar el siguiente párrafo al numeral 6 del Anexo 2 del PR-20:

Numeral 6 del Anexo 2

“6. ESTUDIOS ELECTRICOS DEL PROYECTO

(...)”

En el supuesto que el Proyecto involucre la implementación de un Esquema Especial de Protección para el control y/o

desconexión de generación, el resultado de este esquema y el número de puntos de medición asociados incluidos en el EPO son referenciales y pueden ser ajustados, aumentado o disminuyendo los puntos de medición, en la aprobación del EO (...)

En el supuesto que el Proyecto involucre la implementación de un esquema de control y/o desconexión de generación, el resultado de este esquema y el número de puntos de medición asociados incluidos en el EPO son referenciales y pueden ser ajustados, aumentado o disminuyendo los puntos de medición, en la aprobación del EO.

(...)”

Elección de la Alternativa Propuesta

Considerando que el objeto de este proceso consiste en eliminar las diferencias entre el COES y los Agentes, respecto a la interpretación sobre cuando se configura las causales de conclusión de vigencia de la Conformidad de un EPO, se ha optado por modificar el PR-20 en función de la segunda alternativa.

2.3.3 Definir la gestión de los Anteproyectos con carácter de EPOs elaborados por el COES en el Plan de Transmisión

Primera Alternativa: No efectuar cambios

No definir la gestión de los Anteproyectos con carácter de EPOs elaborados por el COES en el Plan de Transmisión, establecida en el numeral 9.14, tendría como consecuencia que los Agentes Involucrados que participan en la revisión de los EPOs no tengan la predictibilidad sobre el trámite a seguir para la revisión de los EPOs, tanto en el número de revisiones como en el plazo, desde la Publicación de la Propuesta del PT (aprox. 01 de junio) hasta la Propuesta Definitiva del PT (aprox. 14 de setiembre).

De otro lado, en el numeral 9.14 del PR-20, se considera que el EPO elaborado por el COES perderá vigencia ante la causal prevista en el inciso 3 de dicho numeral, el cual está referido a cambios en el equipamiento del proyecto, no obstante, no fue considerado en esta causal los posibles cambios que se suelen dar en el equipamiento del EPO por retrasos en el ingreso de otros proyectos licitados que podrían impactar directamente en el EPO. En ese sentido, no hacer una precisión al respecto, conllevaría a que los EPOs elaborados por el COES pierdan vigencia automáticamente y en consecuencia, el concesionario tendría que presentar un nuevo EPO, por lo tanto, no se cumpliría el objetivo con el cual fue propuesto el numeral 9.14 de

que los concesionarios ya no deben presentar un EPO al COES sino que el EPO del proyecto sería el elaborado por el COES.

Segunda Alternativa: Modificar el PR-20

Respecto a definir la gestión de los Anteproyecto con carácter de EPOs elaborados por el COES en el Plan de Transmisión, establecidas en el numeral 9.14 del PR-20, le daría predictibilidad a los Agentes sobre el trámite a seguir durante el proceso de revisión de los EPOs elaborados por el COES, desde la Publicación de la Propuesta del PT (aprox. 01 de junio) hasta la Propuesta Definitiva del PT (aprox. 14 de setiembre). De otro lado, incluir algunas precisiones respecto a las causales de conclusión de vigencia de estos EPOs refuerzan el objetivo con el cual fue propuesto el numeral 9.14, es decir, que los concesionarios ya no deben presentar un EPO al COES, sino que el EPO del proyecto sería el elaborado por el COES el cual será utilizado para los trámites correspondientes.

En ese sentido, a fin de dar solución al problema que involucra al numeral 9.14 del PR-20 vigente, se sugiere realizar los siguientes cambios:

"9.14 EPOs elaborados por el COES, incluidos en los anteproyectos del Plan de Transmisión

En la propuesta del Plan de Transmisión que elabore el COES conforme a lo dispuesto en el Reglamento de Transmisión, deberá incluir los EPOs de los anteproyectos contemplados en dicho Plan.

Para tal efecto, durante la elaboración en la fecha de presentación de la Propuesta del Plan de Transmisión por parte del COES, este deberá remitir los EPOs de los anteproyectos a los Terceros Involucrados, quienes para que emitan su opinión tendrán un plazo de veinte (20) días hábiles para comunicar al COES sus observaciones.

Posteriormente, el COES tendrá un plazo de veinticinco (25) días hábiles para remitir a los Terceros Involucrados la absolución de observaciones. Los Terceros Involucrados tendrán un plazo de diez (10) días hábiles para comunicar al COES sus observaciones a la absolución de observaciones. El COES publicará la Propuesta Definitiva del Plan de Transmisión, considerando las observaciones pertinentes formuladas por los Terceros Involucrados, explicando el sustento de las observaciones no tomadas en cuenta.

La vigencia de los EPOs elaborados por el COES, incluidos en los anteproyectos de los proyectos del Plan de Transmisión, es de dos ~~tres~~ años posteriores al año de conexión al SEIN previsto en dichos EPOs.

Antes de que se venza la vigencia de los dos años indicada anteriormente, el Gestor del Proyecto podrá solicitar al COES la

ampliación de la vigencia del EPO hasta por dos años adicionales. Para este fin, el Gestor del Proyecto deberá evaluar las eventuales modificaciones al equipamiento aprobado en el EPO y presentarlas al COES adjuntando los sustentos técnicos correspondientes. Por su parte, el COES analizará la información recibida en un plazo de treinta (30) días hábiles y, de ser el caso, declarará la ampliación de la vigencia del EPO.

En el caso que se configuren las condiciones indicadas en los incisos 3 y 5 del numeral 9.13 del presente procedimiento, el Gestor del Proyecto podrá solicitar al COES mantener la vigencia del EPO. Para este fin, el Gestor del Proyecto deberá evaluar las eventuales modificaciones al equipamiento aprobado en el EPO y presentarlas al COES adjuntando los sustentos técnicos correspondientes. Por su parte, el COES analizará la información recibida en un plazo de treinta (30) días hábiles y, de ser el caso, declarará la continuidad de la vigencia del EPO.

La vigencia de estos EPOs concluye además indefectiblemente por las causales prevista en los incisos 1 del numeral 9.13 del presente procedimiento.

En el supuesto de que concluya la vigencia del EPO elaborado por el COES, es responsabilidad del Gestor del Proyecto obtener la Conformidad de un nuevo EPO, siguiendo, para tal efecto, el procedimiento previsto en los numerales 9.5, 9.6, 9.8, 9.9 y 9.10 del presente procedimiento, así como del numeral 9.13 según corresponda. El Gestor del Proyecto asume la responsabilidad de cualquier modificación que proponga en el nuevo EPO con relación a las características de las instalaciones o equipamientos aprobados en el EPO elaborado por el COES."

Este criterio propone definir la gestión de los Anteproyectos con carácter de EPOs elaborados por el COES en el Plan de Transmisión, estableciendo el trámite a seguir en donde se identifican 2 etapas de revisión por parte de los Agentes involucrados con el proyecto, la primera de 20 días hábiles y la segunda de 10 días hábiles, lo cual le da predictibilidad al proceso de revisión. De otro lado, se ha considerado los casos de cambio de equipamiento de los EPO que podrían verse afectados por retrasos de otros proyectos licitados, ante lo cual el concesionario deberá solicitar su extensión de vigencia al COES.

Elección de la Alternativa Propuesta

Se considera que el objeto de este proceso consiste en definir el trámite a seguir para la revisión de los EOs elaborados por el COES y darle

predictibilidad a los Agentes involucrados en este proceso, se ha optado por modificar el PR-20 en función de la segunda alternativa.

2.3.4 Definir la gestión de proyectos con instalaciones mayores a 100 kV que no requieren la conformidad de un EPO y EO

Primera Alternativa: No efectuar cambios

No efectuar cambios generaría como consecuencia el incumplimiento por parte del COES del numeral 2.1.3 de la NTCOTRSI, ya que forma parte de las funciones del COES coordinar y supervisar las actividades de las instalaciones en niveles de tensión iguales o superiores a 100 kV.

Asimismo, no se dispondrá de la información técnica de estos proyectos los cuales son requeridos para evaluar la expansión del SEIN y para su modelamiento eléctrico en los softwares de análisis eléctrico utilizados por el COES.

Segunda Alternativa: Modificar el PR-20

Incorporar en el PR-20 la gestión de proyectos con instalaciones mayores a 100 kV que no requieren la conformidad de un EPO y EO, permite el cumplimiento por parte del COES de la NTCOTRSI. Se considera adecuado que el COES tenga conocimiento de estos proyectos ya que, a partir de este nivel de tensión, el enfoque de la infraestructura está orientada hacia una operación conjunta del sistema eléctrico.

Este efecto, genera un beneficio al sistema, ya que el COES podrá dar seguimiento a estos proyectos cuando ingresen al SEIN y dispondrá de su información técnica, que es muy importante en los procesos de planificación.

En ese sentido, a fin de dar solución al problema que involucra al numeral 2 del PR-20 vigente, se propone realizar los siguientes cambios:

Gestión del EO:

"10.3 Necesidad de la obtención de la Conformidad del EO en caso de instalaciones del SCT de los Distribuidores

(...)

En el caso de proyectos del SCT que no necesiten la obtención de la Conformidad del EO, deberán pasar directamente al proceso de integración indicado en el numeral 11 del presente procedimiento."

Gestión de Integración:

"11.1 Finalidad del procedimiento de conformidad de integración de instalaciones al SEIN

(...)

El Certificado de Conformidad de Integración de instalaciones al SEIN es necesario para aquellas instalaciones que requieran un EO, y aquellas instalaciones que no requieran un EO considerando el alcance del presente Procedimiento.”

Este criterio que considera que los proyectos con niveles de tensión nominal mayores o iguales a 100kV que no requieran un EO, pasen por el proceso de Integración, permitirá que el COES tenga la información necesaria de estos proyectos para el cumplimiento de sus funciones.

Elección de la Alternativa Propuesta

Considerando que el objeto de este proceso consiste en que el COES pueda cumplir sus funciones de operación y planificación de una manera eficiente, cumpliendo lo requerido por la NTCOTRSI, se ha optado por modificar el PR-20 en función a la segunda alternativa.

2.3.5 Establecer las condiciones para el inicio del proceso de Integración de Instalaciones

Primera Alternativa: No efectuar cambios

De mantenerse el PR-20 vigente, los agentes seguirán teniendo confusiones sobre la interpretación de poder iniciar el trámite de integración de su proyecto dentro de los 12 meses de emitida la conformidad del EO, sin tomar en cuenta si el EPO ha perdido vigencia.

Como consecuencia, no se estaría cumpliendo el año de ingreso del proyecto aprobado en el EPO ya que esta es la única etapa en la que se aprueba el año de ingreso, esto genera que no haya coherencia entre el EPO y la conexión al SEIN del proyecto.

Segunda Alternativa: Modificar el PR-20

Incorporar en el PR-20 que el ingreso del proyecto debe concretarse dentro del periodo de vigencia del EPO genera un mejor orden y secuencialidad al PR-20, ya que sería coherente el EPO con la conexión al SEIN del Proyecto.

Asimismo, se rescata la preocupación de los agentes relacionado a que un proyecto en construcción y con EO aprobado o en proceso de revisión, tenga que elaborar nuevamente un EPO.

Para mantener la secuencialidad entre el EPO, EO y la Conexión del proyecto, en base a la propuesta de modificación del inciso 2 del numeral 9.13 del PR-20, se propone modificar el numeral 11.2 del PR-20 vigente, considerando lo siguiente:

Gestión del EPO:

Ver modificación del inciso 2 del numeral 9.3 en el ítem 2.3.2 del presente informe.

Gestión de Integración:

"11.2 Condiciones para iniciar el trámite de integración de instalaciones al SEIN

Para iniciar el trámite de integración de instalaciones al SEIN, el Titular de la Instalación deberá contar con Conformidad del EO y EPO vigentes, en caso de ser aplicable según el numeral 2 del presente procedimiento.

(...)."

El texto "en caso de ser aplicable según el numeral 2 del presente procedimiento." se propone para los casos que no requieren EPO o EO, según el Alcance del PR-20.

Elección de la Alternativa Propuesta

Considerando que el objeto de este proceso consiste en que el PR-20 tenga una correcta secuencialidad y se respete la vigencia del EPO, se ha optado por modificar el PR-20 en función a la segunda alternativa.

2.3.6 Regular la Operación Comercial por etapas de las Centrales de Generación No Convencional

Primera Alternativa: No efectuar cambios

No efectuar cambios en el PR-20, supone un tratamiento desigual a las CGNC respecto a las CGC.

En este sentido, tal como se encuentra redactado el PR-20, no permite que el COES pueda disponer por meses de la generación que ya ha culminado sus pruebas de forma satisfactoria, ya que se tiene que esperar que culmine la totalidad de las pruebas de puesta en servicio de la CGNC.

Segunda Alternativa: Modificar el PR-20

Esta propuesta comprende modificar el PR-20 para permitir el inicio de Operación Comercial por etapas de las CGNC. Permitiendo que el COES pueda disponer de la generación que corresponda a una etapa que haya culminado sus pruebas.

Las etapas correspondientes a la CGNC podrán ser definidas desde el EPO, o como última instancia serán definidas en la solicitud de alcance del EO por el Gestor del Proyecto, y serán evaluados por el COES para determinar si son razonables. Asimismo, para iniciar la Operación Comercial de una etapa, se deberán haber culminado de forma satisfactoria sus pruebas de puesta en servicio correspondientes a dicha etapa.

En este sentido, a fin de dar solución al problema que involucra al numeral 12.4 del PR-20 vigente, se propone realizar los siguientes cambios:

Gestión de EPO:

"9.6 Requisitos para la presentación del EPO

(...)

5. *En el caso de un proyectos que ingresen al SEIN por etapas, este podrá gestionarse en un solo EPO o en EPOs independientes para cada una de las etapas, que incluyan debe incluir los estudios previstos en el Anexo 2 del presente procedimiento para cada una de las etapas y el establecido por el COES en el alcance del EPO.*

Esta modificación permite que, desde el EPO, las CGNC que tengan previsto ingresar por etapas presenten EPOs independientes para cada etapa o identifiquen sus etapas correspondientes en un solo EPO, en caso lo consideren adecuado por la separación de tiempo para el ingreso de cada etapa.

Gestión de EO:

"10.7 Requisitos para la presentación del EO

(...)

5. *En el caso de un proyectos que ingresen al SEIN por etapas ~~o cuya implementación implique configuraciones temporales que impacten en la seguridad o confiabilidad del SEIN de manera significativa,~~ este podrá gestionarse en un solo EO o en EOs independientes deberá para cada una de las etapas, que incluyan los estudios previstos en el Anexo 3 del presente procedimiento y el establecidos por el COES en el alcance del EO, para cada una de las etapas o configuraciones temporales.*

En el EO, las CGNC que tengan previsto ingresar por etapas pueden presentar EOs independientes para cada etapa o identificar sus etapas correspondientes en un solo EO, en caso lo consideren adecuado por la separación de tiempo para el ingreso de cada etapa.

Gestión de Integración:

"11.8 Pruebas de Homologación

(...)

Para las unidades de las CGC, las CGNC, equipos FACTS y sistemas de almacenamiento de energía activa se deberán realizar las pruebas de homologación referidas en el Anexo 5 del presente procedimiento.

(...)”

Esta modificación permite que, las etapas de las CGNC puedan operar de manera satisfactoria, luego de culminadas sus pruebas de puesta en servicio. Asimismo, ayudará a que el titular de la instalación defina de forma razonable las etapas de su CGNC.

Gestión de Operación Comercial:

“12.1 Inicio de Operación Comercial

(...)

El Certificado de Conformidad del inicio de Operación Comercial se otorga para cada unidad de generación en CGC; y para toda la central o para las etapas definidas en el EO en CGNC.”

“12.4 Tramite para la conformidad de inicio de Operación Comercial

(...)

~~La decisión que otorga el Certificado de Conformidad del inicio de Operación Comercial se efectúa para cada unidad de generación, salvo en el caso de CGNC en el cual dicho certificado se otorga para la central. Adicionalmente, dicha decisión indicará la fecha y hora de inicio de la Operación Comercial, la cual deberá ser posterior a la fecha de emisión de la decisión.~~

Las modificaciones de a continuación permiten iniciar la Operación Comercial por etapas a las CGNC.

Anexo 4 del PR-20:

“2 PRUEBAS DE PUESTA EN SERVICIO

(...)

Las Pruebas de Puesta en Servicio se deberá realizar para cada etapa definida en el EO y Se deberán realizar las siguientes pruebas según cada el tipo de instalación:

Para cada etapa se deberá presentar un informe de pruebas de puesta en servicio.

Elección de la Alternativa Propuesta

Considerando que el objeto de este proceso consiste en que el PR-20 trate de forma similar a las CGC y CGNC, así como que el COES pueda disponer de la generación que ya ha culminado sus pruebas, se ha optado por modificar el PR-20 en función a la segunda alternativa.

2.3.7 Definir la gestión para el otorgamiento de la Operación Comercial de Centrales de Generación conectadas al SEIN, que no requirieron EPO ni EO

Primera Alternativa: No efectuar cambios

No efectuar cambios supone que el COES siga realizando la entrega de requisitos particulares para el inicio de Operación Comercial de las centrales de generación que se encuentran fuera del alcance del PR-20, sin un procedimiento que lo respalde.

Como consecuencia esto genera incertidumbre y confusión en los agentes, ya que no hay un proceso claro que deben seguir y de la información que deben presentar.

Segunda Alternativa: Modificar el PR-20

Esta propuesta comprende modificar el PR-20 a fin de incluir los requisitos y plazos obligatorios para el inicio de Operación Comercial de las centrales de generación que se encuentran fuera del alcance del PR-20. Esta modificación permite que el COES tenga un sustento normativo para solicitar los requisitos aplicables.

En este sentido, se debe tener en cuenta que las exigencias aplicables a este tipo de centrales para su inicio de Operación Comercial, como no han pasado por el proceso de Integración, deben incorporar requerimientos de este proceso con la finalidad de tener la información necesaria para que dicha central pueda estar a disposición del COES, como por ejemplo la Ficha Técnica Definitiva.

Asimismo, no se puede solicitar las mismas exigencias a todas las centrales, ya que los requisitos varían dependiendo de sus características, como por ejemplo no se solicita realizar pruebas de homologación de forma obligatoria si la central es menor a 20 MW, o la remisión de señales en tiempo real si la central es menor a 10 MW.

En ese sentido, a fin de dar solución al problema que involucra al numeral 2 del PR-20 vigente, se propone incorporar el numeral 12.9 al PR-20:

Gestión de Operación Comercial:

"12.9 Solicitud de Inicio de Operación Comercial de centrales de generación conectadas al SEIN y que no requirieron EPO ni EO

Para las centrales de generación que no requirieron EPO ni EO y que se encuentran conectadas eléctricamente al SEIN, que opten por entrar en Operación Comercial, deberán cumplir los siguientes requisitos, siguiendo los plazos indicados en el numeral 12.4 del presente procedimiento:

- a) Acreditar que la central se encuentra conectada eléctricamente al SEIN.
- b) Ser integrante del COES.
- c) Presentar la documentación descrita en el numeral 11.4.1 (incisos 1, 5 y el 6 y 8 en caso correspondan).
- d) Presentar la documentación descrita en los literales c, d y e del numeral 4.2 del Anexo 4.
- e) Presentar la documentación descrita en el numeral 12.3.
- f) Para las CGC mayores de 10 MW, adjuntar el modelo eléctrico de la central que el titular disponga, en el software establecido por el COES, y los ajustes de los equipos de control, plasmados en los modelos matemáticos en el mismo software.
- g) Presentar los datos de placa y protocolos de fábrica de los equipos.”

Estos requisitos permiten un mejor orden y predictibilidad a las solicitudes de inicio de Operación Comercial de las centrales de generación que se encuentran fuera del alcance del PR-20.

Elección de la Alternativa Propuesta

Considerando que el objeto de este proceso consiste en que se establezcan los requisitos aplicables para el inicio de Operación Comercial de las centrales que se encuentran fuera del alcance del PR-20, se ha optado por modificar el PR-20 en función a la segunda alternativa.

2.3.8 Precisar la regulación sobre las causales de conclusión de la Operación Comercial dispuesta por el COES, así como su aplicación

Primera Alternativa: No efectuar cambios

Debido a que el numeral 13.3 del PR-20 vigente establece de manera facultativa la actuación del COES ante la materialización de cualquiera de las causales de conclusión de operación comercial, el no efectuar cambios en el numeral 13.3 implicaría que el COES tendría que realizar un proceso previo, no actuando oportunamente, para determinar la conclusión de operación comercial de unidades o centrales de generación.

Por otro lado, en caso de presentarse que algún Participante Generador con una única unidad o central de generación en Operación Comercial y esta quede indisponible por más de tres (3) meses consecutivos, no se podrá ofrecer una alternativa de solución para evitar Retiros No Declarados que

afecten al MME, además de agravar el perjuicio económico que pueda sufrir el Participante Generador.

Segunda Alternativa: Modificar el PR-20

Esta propuesta comprende modificar el numeral 13.3 del PR-20, precisando que el COES de oficio declarará la conclusión de Operación Comercial al materializarse cualquiera de las causales establecidas en el mencionado numeral, permitiendo una actuación más rápida por parte del COES frente a la configuración de causales objetivas.

Además, busca establecer una alternativa para que un Participante Generador con una única unidad o central de generación pueda mantener la operación comercial de dicha unidad o central pese a que no esté disponible para operar por más de 3 meses. De esta manera, se evitaría que el Generador pierda su condición de Participante del MME y ponga en riesgo la cobertura de los consumos de sus clientes.

Cabe señalar que para que el Generador con una única unidad o central utilice dicha alternativa, dentro de los 3 meses desde que ocurrió el evento que puso en indisponibilidad a la unidad o central, debe renunciar expresamente al derecho de que esta tenga Ingresos por Potencia, para lo cual se le considerará una Potencia Firme de cero en el cálculo correspondiente. Asimismo, en el mismo plazo, deberá constituir garantías conforme a lo establecido en el Procedimiento Técnico del COES N° 46 "Garantías y constitución de fideicomisos para el Mercado Mayorista de Electricidad".

En línea con lo expuesto, a fin de dar solución al problema que involucra al numeral 13.3 del PR-20 vigente, se propone realizar los siguientes cambios:

Conclusión de Operación Comercial:

"13.3 Conclusión de la Operación Comercial dispuesta por el COES

El COES de oficio ~~podrá disponer~~ declarará la conclusión de Operación Comercial de una unidad ~~de generación~~ o central de generación cuando se produzca cualquiera de las siguientes causales:

- 1. ~~La reubicación de la unidad o central de generación ejecutada por el Titular de la Instalación, sin conocimiento del COES.~~*
- 1.2. Cuando por cualquier causa Cualquier situación, incluidos los eventos de fuerza mayor, en virtud de la cual el COES determina que la unidad o central de generación no se encuentre disponible para operar su operación en el SEIN por más de tres (3) meses consecutivos. ~~contados desde la fecha acreditada en que se~~*

~~originó la situación. Se exceptúa de esta disposición a las centrales de Cogeneración que operen de forma estacional.~~

Se exceptúan de esta causal:

I) Las centrales que solo operan en modo de cogeneración y que por sus propias características técnicas operan en el SEIN de forma estacional.

II) El Participante Generador que tiene una única unidad o central de generación en Operación Comercial, siempre que, antes de cumplirse los tres (3) meses de indisponibilidad, comunique al COES su renuncia expresa al derecho de que su unidad o central de generación cuente con Ingresos por Potencia durante el periodo en el que no va a estar disponible para operar en el SEIN, para lo cual, se le considerará una Potencia Firme igual a cero; y, constituya garantías conforme a lo dispuesto en el Procedimiento Técnico del COES N° 46 "Garantías y constitución de fideicomisos para el Mercado Mayorista de Electricidad" o la norma que lo reemplace, las cuales deberán mantenerse vigentes durante el periodo en el que la unidad o central de generación no va a estar disponible para operar en el SEIN.

Este supuesto es aplicable hasta por un periodo de doce (12) meses computados desde que el Titular comunica al COES la renuncia. Culinado dicho periodo, si la unidad o central continúa indisponible para operar en el SEIN, el COES declarará la Conclusión de su Operación Comercial.

III) La unidad o central de generación que se encuentra en mantenimiento mayor aprobado previamente en el Programa Anual de Intervenciones.

~~3. En caso de fuerza mayor debidamente declarada por OSINERGMIN, en virtud de la cual el COES determina la imposibilidad de que una unidad o central de generación se encuentre disponible por un periodo mayor a tres (3) meses, contados desde la fecha reconocida por OSINERGMIN.~~

~~(...)~~

~~64. Cuando el Participante Generador incurra en alguna de las causales de exclusión del es excluido del Mercado Mayorista de Electricidad, conforme a lo dispuesto en el MME establecidas en el numeral 7.2 (o el que haga sus veces) del Procedimiento Técnico del COES N° 02 "Condiciones de Participación en el mercado mayorista de Electricidad". En este caso, la Conclusión de la~~

Operación Comercial aplica de forma inmediata a todas las Unidades de Generación del Participante Generador."

Con la finalidad de guardar coherencia con la propuesta de modificación de numeral 13.3 del PR-20, se propone:

Eliminar el numeral 13.5.1

Trámite para la conclusión de Operación Comercial:

~~"13.5.1 En caso de que el trámite de Conclusión de la Operación Comercial sea iniciado, de oficio, por el COES, se seguirá el siguiente procedimiento:~~

- ~~1. El COES notificará al Titular de la Instalación sobre la causal incurrida y el Titular de la Instalación tendrá un plazo de diez (10) días hábiles para presentar sus descargos.~~
- ~~2. Vencido el plazo establecido en el inciso precedente, con o sin los descargos del Titular de la Instalación, el COES se emitirá su pronunciamiento en un plazo no mayor a quince (15) días hábiles."~~

Modificar el numeral 5.2.1 del PR-46:

Obligaciones de los Participantes

"5.2.1 (...)

En caso un Participante Generador incurra en Incumplimiento de Pago en el MME en dos (2) meses consecutivos o alternados, o cuando se produzca el supuesto establecido en el punto II del inciso 2 del numeral 13.2.3 del Procedimiento Técnico del COES N° 20 "Ingreso, Modificación y Retiro de Instalaciones en el SEIN" o la norma que lo reemplace, se le aplicará las mismas reglas de Garantías establecidas para los Participantes, Distribuidores y Grandes Usuarios."

Elección de la alternativa propuesta

Considerando que ante la materialización de una de las causales establecidas en el numeral 13.3 del PR-20, el COES debe tomar acción de forma oportuna; en ese sentido, se ha optado por modificar el numeral 13.3 del PR-20 en función a la segunda alternativa planteada.

2.3.9 Actualizar el Anexo 1 del PR-20

Primera Alternativa: No efectuar cambios

De mantenerse el Anexo 1 del PR-20 vigente, los agentes seguirán cuestionando los criterios de diseño del PR-20 vistos en el EPO lo cual repercute directamente en las inversiones de los proyectos; por ello, las empresas buscan que sus costos por compra de equipamientos sean

mínimos afectando así los requisitos técnicos mínimos que deberían tener los equipamientos eléctricos. Esto ha traído que las características de los equipos que ingresan al SEIN no tengan un criterio uniforme, la calidad de los mismos es diversa donde se emplean diferentes normas constructivas. Esto debido a que en el Anexo 1 del PR-20, se requiere uniformizar los criterios de diseño, establecer características mínimas para todos los equipamientos que se conecten al sistema eléctrico que sirva para la especificación mínima técnica de los equipamientos de los proyectos nuevos que ingresen al SEIN.

Segunda Alternativa: Modificar el PR-20

Respecto con la actualización del Anexo 1 del PR-20, se considera que este mantiene los puntos principales del Anexo 1, vigente desde el 2013, a este se le ha dado un ordenamiento técnico, asimismo, se han reforzado otros criterios que tienen como fin estandarizar el diseño del equipamiento con requisitos acordes a nuestra realidad tanto en el diseño de Líneas de Transmisión. Asimismo, se han incluido criterios generales de conexión y acceso al SEIN, criterios para la asignación de códigos operativos de instalaciones importantes (Equipos de compensación reactiva fija y automática, Transformadores y Autotransformadores y Líneas de Transmisión) así como criterios estándares para el diseño de Líneas de Transmisión, Subestaciones, Instalaciones de Generación, Sistemas de Protección-Medición-Comunicaciones y Automatización y Control.

Esta estandarización en el diseño del equipamiento permitirá agilizar los procesos de revisión de los EPO y EOs y una predictibilidad por parte de los Agentes respecto a la asignación de las características técnicas de su equipamiento según el tipo proyecto.

Esta versión actualizada incluye el contenido que fue propuesto en el Código de Red, el cual actualmente mantiene la versión publicada del Anexo 1 en el año 2013; esta modificación incluye el contenido que fue propuesto en el Código de Red, documento que contó con la opinión de los Agentes y los entes del sector eléctrico y que posteriormente fue propuesto al MINEM para su evaluación.

La nueva versión del Anexo 1 del PR-20 se encuentra en el ANEXO 2 del presente informe.

Elección de la Alternativa Propuesta

Considerando que el objeto de este proceso consiste en contar con un Anexo Técnico con requisitos estándares aplicables al diseño del equipamiento aplicada a nuestra realidad, se ha optado por modificar el PR-20 en función a la segunda alternativa.

2.4 Análisis de Impactos de las Alternativas de Solución Seleccionadas

A continuación, se analizan los beneficios de la propuesta de modificación del procedimiento PR-20:

2.4.1 Definir la vigencia del alcance del EPO y EO

Esta propuesta genera un impacto positivo en los Agentes, ya que, en la actualidad, al recibir un EPO o un EO, generalmente en la primera revisión se incluyen mayores proyectos (EPOs aprobados), que obligan al agente a tener que realizar nuevos análisis por la inclusión de nuevos proyectos. El impacto directo en la definición del alcance del EPO, será que el gestor deberá realizar el estudio en base a los alcances definidos, ya no será necesario incluir proyectos durante el trámite de un EPO, no obstante, en el caso del EO si se solicitarán casos adicionales en los escenarios más relevantes, lo cual le da mayor predictibilidad al proceso.

Asimismo, dependiendo del tipo de proyecto, da la posibilidad de que se aprueben proyectos en primera revisión, lo cual era complicado con el procedimiento actual.

2.4.2 Precisar las causales de conclusión de vigencia de Conformidad de un EPO

En el numeral 9.13 del PR-20 se encuentran definidas las causales de conclusión de vigencia de un EPO. Esto ha generado diversas reacciones e interpretaciones debido a la gran cantidad de proyectos de generación no convencional, que en algunos casos han llegado hasta la etapa de concurrencia en el trámite de concesión de la generación.

La propuesta de modificación genera un impacto positivo, ya que dará mayor predictibilidad a los gestores de proyectos, y se limitarán los tramites de EPOs especulativos, que lo único que originan es el retraso en el desarrollo de la generación. Asimismo, se aclara y se dan facilidades para aquellos proyectos que en etapa de construcción tengan retrasos como los originados en estos últimos años como son la pandemia u otros.

2.4.3 Definir la gestión de los EPOs elaborados por el COES, incluidos en los Anteproyectos del Plan de Transmisión

En el numeral 9.14 del PR-20 vigente se establecen los criterios para la gestión de los EPOs de los Anteproyectos elaborados por el COES, como parte del Plan de Transmisión. Esto se introdujo en la modificación del PR-20 del 2021 con la finalidad de eliminar las diferencias que podrían existir en las características del equipamiento considerado en los Anteproyectos elaborados por el COES

y aprobados por el MINEM, y los determinados finalmente en los EPOs presentados por las empresas Concesionarias ante el COES. Sin embargo, durante el desarrollo del último plan de transmisión se detectaron que no estaba definidos los plazos de revisión, y tramitología de estos EPOs, que, si se aplicaban los plazos normales de un EPOs, sería complicado cumplir con los plazos del Plan de Transmisión.

La propuesta de modificación generará un impacto positivo en los agentes y el Osinerghmin, ya que se definen los plazos y tramitología de los EPOs presentados en los Anteproyectos del Plan, lo cual servirán para que los agentes o terceros involucrados en la revisión de los EPOs, puedan conocer y programar con antelación la revisión y evaluación de estos.

2.4.4 Definir la gestión de proyectos con instalaciones mayores a 100 kV que no requieren la conformidad de un EPO y EO

En el numeral 9.14 del PR-20 vigente se establecen los criterios para la gestión de los EPOs de los Anteproyectos elaborados por el COES, como parte del Plan de Transmisión. Esto se introdujo en la modificación del PR-20 del 2021 con la finalidad de eliminar las diferencias que podrían existir en las características del equipamiento considerado en los Anteproyectos elaborados por el COES y aprobados por el MINEM, y los determinados finalmente en los EPOs presentados por las empresas Concesionarias ante el COES. Sin embargo, durante el desarrollo del último plan de transmisión se detectaron que no estaba definidos los plazos de revisión, y tramitología de estos EPOs, que, si se aplicaban los plazos normales de un EPOs, sería complicado cumplir con los plazos del Plan de Transmisión.

La propuesta de modificación generará un impacto positivo en los agentes y el Osinerghmin, ya que se definen los plazos y tramitología de los EPOs presentados en los Anteproyectos del Plan, lo cual servirán para que los agentes o terceros involucrados en la revisión de los EPOs, puedan conocer y programar con antelación la revisión y evaluación de estos.

2.4.5 Establecer las condiciones para el inicio del proceso de Integración de Instalaciones

El impacto de esta propuesta es muy significativo, ya que si bien con las modificaciones realizadas al numeral 2 del PR-20 se delimita el alcance de su aplicación, y tiene como premisa principal para esta delimitación a los proyectos que puedan suponer un impacto o potencial perjuicio en el SEIN. El crecimiento del SEIN hace necesario que los agentes, gestores de proyectos y el COES, conozcan como se está desarrollando el sistema en el ámbito del SCT. La modificación propuesta indica que si bien existen instalaciones que se encuentran fuera del alcance del PR-20, que no deben tramitar EPO y EO

ante el COES. Si deben cumplir con el proceso de Integración, para de esta forma cumplir con lo indicado en la Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados (NTCOTRSI), y la Norma Técnica para el Intercambio de Información en Tiempo Real para la Operación del Sistema Eléctrico Interconectado nacional (Norma RIIS).

Asimismo, al solicita la Integración, el COES y los agentes conocerán y actualizarán la información de estos proyectos en los modelos utilizados para la operación del SEIN.

2.4.6 Regular la Operación Comercial por etapas de las Centrales de Generación No Convencional

El impacto de la propuesta de modificación de procedimiento es positivo, ya que en la actualidad los proyectos de Generación No Convencional, en la actualidad son de mayor tamaño y potencia, y el proceso Integración (Conexión, y Pruebas de Puesta en Servicio) puede tomar entre varias semanas a varios meses. Es por ello que, con el fin de tener a disposición la generación que ha culminado satisfactoriamente las pruebas de puesta en servicio, se propone regular la Operación Comercial por etapas de estas centrales, y de esta forma disponer que esta generación esté disponible para el SEIN.

En la actualidad esto no es del todo factible, ya que el PR-20 indica que la Operación Comercial se otorga por Central, en el caso de centrales del orden de 20 MW o menos, el proceso de puesta en servicio podría ser rápido (en el orden de semanas). Sin embargo, para proyecto de gran envergadura, como los que actualmente están ingresando al SEIN el proceso de puesta en servicio tomaría meses, no teniendo a disposición para la operación del SEIN dicha generación, sino hasta que se culminen todas las pruebas de la central.

2.4.7 Definir la gestión para el otorgamiento de la Operación Comercial de Centrales de Generación que se encuentran conectadas al SEIN, pero que no requirieron EPO ni EO

Se genera un impacto económico positivo para los titulares de centrales de generación menores a 20 MW, definiendo las reglas para la obtención de la Operación Comercial en el COES, requisito indispensable para poder participar del Mercado Mayorista; asimismo, se genera un impacto positivo en SEIN, ya que incentiva la construcción de este tipo de centrales sin necesidades de participar en subastas.

En la actualidad las centrales pequeñas que no necesariamente son de Generación Distribuida tienen muchas limitaciones de acceso, o deben negociar la venta de su potencia y energía con el distribuidor, esto conlleva a que muchas veces, a no incentivar este tipo de proyectos, ya que si no le

vende energía al distribuidor muchas veces ven complicado el desarrollo del proyecto.

Con las modificaciones propuestas, se logrará predictibilidad, para este tipo de centrales.

2.4.8 Precisar la aplicación de las causales de conclusión de la Operación Comercial dispuesta por el COES

La alternativa seleccionada genera un impacto positivo, dado que la propuesta de modificación faculta al COES para actuar de forma oportuna ante la materialización de una de las causales de conclusión de operación comercial; asimismo, provee una alternativa para los Participantes Generadores ante la no disponibilidad por más de tres meses de su única unidad o central de generación con operación comercial, previniendo problemas en el MME.

2.4.9 Actualizar el Anexo 1 del PR-20

La alternativa seleccionada es muy beneficiosa, ya que con el anterior Anexo 1, existían muchas cosas que se dejaban abierta a la evaluación del EPO, por lo que durante procesos de construcción de proyectos sean provenientes del Plan de Transmisión o por iniciativa privada, los desarrolladores tratan de optimizar en lo posible los costos, disminuyendo algunas especificaciones técnicas que tienen impacto en la operación del SEIN.

Con la propuesta se definen los requisitos mínimos que deben tener las instalaciones dentro del alcance del PR-20, lo cual da mayor predictibilidad a los desarrolladores de proyectos.

Asimismo, durante la aplicación del actual procedimiento, se han detectado algunos temas que, si bien pueden cumplir normas internacionales, por las características y geografías del Perú, es necesario incluir algunas exigencias adicionales, como el apantallamiento de líneas, la configuración de subestaciones, el dimensionamiento de transformadores de potencia, la configuración de las centrales de generación, etc.

2.5 Propuesta de modificación del PR-20

Considerando los aspectos objeto de revisión, a los que se refiere los numerales 2.1 al 2.4 del presente informe, y el análisis de los comentarios al proyecto de modificación del PR-20 y PR-46, consignados en el Anexo 1, corresponde modificar el PR-20 tal como se detalla en el Anexo 2 del presente informe. Asimismo, corresponde modificar el numeral 5.2.1 (Obligaciones de los Participantes) del PR-46 a fin de armonizarlo con la modificación del PR-20, con el siguiente texto:

“5.2.1 (...)”

En caso un Participante Generador incurra en Incumplimiento de Pago en el MME en dos (2) meses consecutivos o alternados, o cuando se produzca el supuesto establecido en el punto II del inciso 1 del numeral 13.3 del Procedimiento Técnico del COES N° 20 “Ingreso, Modificación y Retiro de Instalaciones en el SEIN” o la norma que lo reemplace, se le aplicará las mismas reglas de Garantías establecidas para los Participantes, Distribuidores y Grandes Usuarios.”

3. Conclusiones

Conforme a lo sustentado en el presente informe, se recomienda proceder a la publicación de la modificación del PR-20 y PR-46, de conformidad con lo dispuesto en el Reglamento COES y la Guía, conforme a lo siguiente:

1. Modificación del PR-20

Ver Anexo 2 del presente informe.

2. Modificación del numeral 5.2.1 del PR-46

El numeral 5.2.1 será modificado de la siguiente manera:

“5.2.1 (...)

En caso un Participante Generador incurra en Incumplimiento de Pago en el MME en dos (2) meses consecutivos o alternados, o cuando se produzca el supuesto establecido en el punto II del inciso 1 del numeral 13.3 del Procedimiento Técnico del COES N° 20 “Ingreso, Modificación y Retiro de Instalaciones en el SEIN” o la norma que lo reemplace, se le aplicará las mismas reglas de Garantías establecidas para los Participantes, Distribuidores y Grandes Usuarios.”



Firmado Digitalmente por:
BUENALAYA CANGALAYA
Severo FAU 20376082114
hard
Oficina: GRT
Cargo: Gerente de
Generación y Transmisión
Eléctrica

Anexo 1

Análisis de los Comentarios al proyecto de Modificación del PR-20

1. Comentarios de la Asociación Peruana de Energías Renovables (SPR)

1.1 Comentario 1 de SPR (**Procedimental**)

Artículo 4.- La presente resolución entrará en vigencia el 01 de enero de 2025.

SPR propone que las modificaciones del procedimiento entre en vigencia al siguiente día útil de la publicación oficial del nuevo PR-20.

Opinión del COES

Sugerencia aceptada.

COES está de acuerdo con que la entrada en vigencia sea al día útil siguiente a la publicación oficial del nuevo procedimiento.

Por lo que se sugiere a Osinergmin aceptar la propuesta.

Análisis de Osinergmin

Considerando que los criterios técnicos y proceso de aprobación deben ser tomados en cuenta desde la siguiente solicitud de Estudio de Pre Operatividad, se considera razonable que la aplicación del nuevo PR-20 sea a partir del día hábil siguiente de la publicación.

Por lo tanto, el artículo 4 de la Resolución N° 001-2024-OS/CD quedará redactado de la siguiente manera:

"Artículo 4.- La presente resolución entrará en vigencia el día siguiente de su publicación."

1.2 Comentario 2 de SPR (**Procedimental**)

Modificación del numeral 8.1 del PR-20 sobre las obligaciones del COES, en específico el acápite h) La lista de los EPO y EO que concluyeron su vigencia.

PSR sugiere añadir que la lista de EPO y EO que concluyeron su vigencia se actualice con una periodicidad mensual.

Opinión del COES

Consulta atendida.

La sugerencia se encuentra ya atendida, dado que el estado de los EPO y EO aprobados que concluyeron su vigencia actualmente es publicado en el portal de internet del COES, con una periodicidad semanal o menor.

Por lo tanto, no se considera necesario aceptar la propuesta de cambio.

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES, sobre que no es necesario indicar una periodicidad mensual ya que actualmente se realiza dicha actualización conforme lo indica el COES; sin embargo, dado las distintas causales para la Conclusión de la vigencia del Certificado de Conformidad del EPO, corresponde que el listado incluya el motivo por el cual el certificado perdió vigencia. En ese sentido, el literal h) a ser incluido en el inciso 3 del numeral 8.1 del proyecto de modificación del PR-20 quedará redactado de la siguiente forma:

"8.1 Del COES

(...)

3. Publicar en el Portal de Internet del COES.

(...)

h) La lista de los EPO y EO cuyo Certificado de Conformidad concluyó su vigencia, indicando el motivo."

1.3 Comentario 3 de SPR (Procedimental)

Inciso 1.3. Numeral 9.5

SPR manifiesta que le parece razonable un periodo de 6 meses como vigencia del alcance del EPO para que el gestor pueda presentar el estudio. Adicionalmente, propone que, una vez recibida la carta de alcances, esta carta sea vinculante durante todo el periodo de evaluación del EPO y que, por lo tanto, no se modifique ni se solicite la inclusión de más EPOs durante el proceso de aprobación.

Opinión del COES

Sugerencia aceptada.

Desde la emisión del documento de alcances pueden surgir nuevos proyectos en la zona de influencia del proyecto, los cuales, en aplicación del numeral 9.6 del PR-20 vigente, deben ser considerados en el EPO, lo cual sería observado en el primer informe de revisión y conllevaría al Gestor del Proyecto a tener que incorporar dichos proyectos en su EPO y rehacer su estudio.

En ese sentido, se considera la necesidad de darle un tratamiento diferenciado a los proyectos que surgieron después de la emisión del documento de alcances hasta la presentación del EPO, en ese sentido, no se incluirán más proyectos que los indicados en el documento de alcance en el proceso de revisión del EPO, siempre que este haya sido presentado dentro del periodo de validez del alcance.

Por lo tanto, se sugiere modificar el numeral 9.5 del PR-20, en el siguiente sentido:

"9.5 Alcance del EPO

(...)

El alcance del EPO incluirá, entre otros, la información correspondiente a los proyectos con EPO aprobado y/o trámite en curso, ubicados en la zona de influencia del Proyecto, así como las contingencias mínimas a ser consideradas en el estudio.

*El documento de alcances del EPO tendrá una validez de seis (06) meses, tiempo en que el Gestor del Proyecto deberá presentar el EPO. En proyectos cuya complejidad técnica lo amerite, el COES podrá establecer un plazo de validez mayor, a solicitud del Gestor del Proyecto, expresado en su carta de solicitud de alcances. El plazo de validez establecido en el documento de alcances del EPO es improrrogable. **Los proyectos e instalaciones indicados en el inciso 3 del numeral 9.6 que surjan con posterioridad a la emisión del documento del alcance hasta la presentación del EPO, no serán considerados en los análisis eléctricos del estudio, siempre que el EPO haya sido presentado dentro del periodo de validez del documento de alcance.**"*

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, corresponde modificar el numeral 9.5 del proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

"9.5 Alcance del EPO

(...)

El alcance del EPO incluirá, entre otros, la información correspondiente a los proyectos con EPO aprobado y/o trámite en curso, ubicados en la zona de influencia del Proyecto, así como las contingencias mínimas a ser consideradas en el estudio.

El documento de alcances del EPO tendrá una validez de seis (06) meses, tiempo en que el Gestor del Proyecto deberá presentar el EPO. En proyectos cuya complejidad técnica lo amerite, el COES podrá establecer un plazo de validez mayor, a solicitud del Gestor del Proyecto, expresado en su carta de solicitud de alcances. El plazo de validez establecido en el documento de alcances del EPO es improrrogable. Los proyectos e instalaciones indicados en el inciso 3 del numeral 9.6 que surjan con posterioridad a la emisión del

documento del alcance hasta la presentación del EPO, no serán considerados en los análisis eléctricos del estudio, siempre que el EPO haya sido presentado dentro del periodo de validez del documento de alcance.”

1.4 Comentario 4 de SPR (Procedimental)

Inciso 1.8. Modificación del numeral 9.13 del PR-20 sobre la Conclusión de la vigencia del Certificado de Conformidad del EPO (...).

SPR propone que, en los casos en el que un proyecto tiene otra alternativa de conexión, el gestor pueda acogerse a lo indicado en el inciso 5.

También propone que se permita en casos de proyectos con avances de otros permisos, en específico con alguna certificación ambiental aprobada, se permita que el gestor pueda tramitar un nuevo EPO, sin que el EPO “antiguo” pierda vigencia hasta que se culmine el trámite del nuevo EPO.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Respecto a la causal de conclusión de vigencia de EPO indicada en el inciso 5 del numeral 9.13 del PR-20 prepublicado, cabe precisar que este aborda los casos en el que se prevea la modificación de las características técnicas en el Punto de Conexión, no el cambio de este.

De otro lado, en la observación se propone la factibilidad de tramitar un nuevo EPO sin que el EPO antiguo pierda vigencia para los casos de proyectos con avances de otros permisos. Al respecto, cabe precisar que en el numeral 9.13 del PR-20 prepublicado ya se prevé que el Gestor del Proyecto, que cuente con EPO vigente, presente por única vez un nuevo EPO sin que el EPO original pierda su vigencia.

Por lo tanto, se sugiere no aceptar las propuestas de cambio.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

1.5 Comentario 5 de SPR (Procedimental)

Inciso 1.9. Modificación del numeral 9.14 del PR-20 sobre los EPOs elaborados por el COES, incluidos en los anteproyectos del Plan de Transmisión.

Se propone acortar la prórroga automática para no incentivar retrasos en el Plan de Transmisión y no afectar a la planificación del sistema ni a los proyectos de terceros que consideran conectarse a las mismas instalaciones.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

La vigencia de los EPO elaborados por el COES (incluidos como anteproyectos del Plan de Transmisión), propuesto en el numeral 9.14 del PR-20 prepublicado, es de dos años posteriores al año de conexión al SEIN, es decir, la vigencia de los EPO se extenderá hasta el año 3, año que se encuentra dentro del periodo de análisis de los EPO (año 1 y año 3), razón por el cual se considera un periodo de vigencia adecuado. De otro lado, dicha extensión cubre los posibles retrasos que podrían producirse en los procesos de Licitación, así como, el retraso de otros proyectos licitados que podrían impactar en los EPO.

Por lo tanto, se sugiere no aceptar la propuesta de cambio.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

1.6 Comentario 6 (SPR) Procedimental

Numeral 10.6

SPR menciona que parece razonable el periodo de 06 meses como vigencia del alcance del EO para que el gestor pueda presentar el estudio, sin embargo, sugerimos que, del mismo modo que nuestra recomendación de la carta de alcances del EPO, la carta de alcances del EO sea vinculante y que, por lo tanto, no se modifique ni se solicite la inclusión de más EOs durante el proceso de aprobación.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Si bien la sugerencia es válida y concordante con lo indicado en el Comentario 3 de SPR, lo propuesto en el numeral 10.6 del PR-20 prepublicado ya propone un tratamiento diferenciado a los proyectos que surgieron después de la emisión del documento de alcances. Al respecto, ver respuesta del numeral 5.10.

Por lo tanto, se sugiere no aceptar la propuesta de cambio.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

1.7 Comentario 7 (SPR) Requisitos CGNC

Numeral 2.4.3 del Capítulo 2, del Anexo 1.

Se exigiría a las CGNC, el cumplimiento de rangos de Constantes de inercia para la Generación, anidando esto a la inercia mencionada en el numeral 4.4.4. del mismo anexo.

Se solicita no considerar en la tabla a las CGNC, por los siguientes motivos:

1. Se entiende que las CGNC deben cumplir este requisito para prestar posteriormente el Servicio de Regulación de Frecuencia, obligación de la cual están expresamente exoneradas las CGNC, de acuerdo con lo establecido en el numeral 6.2.2 de la Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de Sistemas Interconectados, aprobada por Resolución Directoral N° 014-2005-DGE (NTCOTRSI).
2. La colisión de estas dos disposiciones no hace más que eliminar la predictibilidad que toda inversión requiere. El ente normativo (Ministerio de Energía y Minas) entiende que, al menos las plantas fotovoltaicas se encuentran impedidas de cumplir con ello dada la propia naturaleza de su actividad, y por ello es por lo que los exonera de tal obligación.
3. De implementarse la propuesta, no solo se estaría contraviniendo la disposición legal antes indicada, sino que se estaría poniendo en un mismo nivel a las CGC tradicionales y a las CGNC, sin fundamento técnico alguno.

La propuesta de modificación bajo análisis es un claro desincentivo para la inversión en proyectos de CGNC, por la poca previsibilidad de ingresos en el tiempo de operación y ante el eventual incumplimiento de los rangos de Constante de Inercia que se pretenden exigir.

Propuesta: Eliminar de la Tabla 2.5, Rangos permitidos de Constantes de Inercia para Generadores, la fila asociada a la Generación No Convencional.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

La inercia sintética no es lo mismo que la reserva para regulación primaria de frecuencia, la inercia sintética proporciona una respuesta muy rápida e inmediata, emulando la inercia física como si fueran generadores rotativos (convencionales), mientras que la reserva para RPF proporciona una respuesta rápida pero no instantánea, ajustando activamente su potencia en respuesta a las variaciones de frecuencia.

Por otro lado, el COES tiene por finalidad coordinar la operación de corto, mediano y largo plazo del SEIN al mínimo costo, preservando la seguridad del sistema, el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos, así como planificar el desarrollo de la transmisión del SEIN y administrar el Mercado de Corto Plazo, como indica el artículo 12 de la Ley N° 28832. Además, según la

NTCOTRSI, el coordinador **debe garantizar la seguridad del Sistema y la calidad del servicio.**

En línea con lo anterior, y considerando que actualmente existe una cantidad considerable de centrales no convencionales (CGNC) que están en proyecto o con Estudio de Pre-Operatividad aprobado (aproximadamente 19 000 MW), y otras en operación comercial (OC). Al respecto, estas CGNC emplean una tecnología que no aporta inercia al SEIN, por lo tanto, al incrementar su participación en el despacho económico y desplazar a la generación convencional, se deteriora la capacidad dinámica que tiene el sistema eléctrico, al disminuir la energía inercial ante la ocurrencia de súbitos desbalances de oferta – demanda y fallas en las instalaciones de transmisión, afectando la seguridad operativa.

Por lo mencionado, las CGNC deben brindar el mismo comportamiento dinámico en contingencia que la generación desplazada, para evitar eventos de colapsos de frecuencia o interrupciones de suministros. Por lo tanto, es necesario establecer ciertos requisitos técnicos mínimos que debe cumplir las CGNC para no disminuir la seguridad operativa del SEIN, exigiendo la implementación de equipamiento adicional que tenga la capacidad de emular una inercia, conocida como: “Inercia Sintética”.

En la actualidad, la emulación de inercia se viene desarrollando con diferentes tecnologías, como: obtener energía cinética de los aerogeneradores, operar menor a su máxima producción, uso de inversores con formadores de red (modo Grid Forming), almacenamiento de energía, condensadores síncronos con volante de inercia, etc.

A nivel internacional; a modo de ejemplo, Hydro Québec (Canadá) tiene dentro de sus requerimientos para generación eólica la obligación de incorporar el control necesario para la emulación de inercia a partir de la energía cinética de los aerogeneradores¹, el cual representa el 6% de la capacidad instalada de cada central de generación eólica; por otro lado, el Reglamento (UE) 2016/63 de la Unión Europea, dicta las especificaciones para emulación de inercia durante variaciones de frecuencia muy rápidas las cuales son especificadas por los gestores de red de transporte (GRT), en esa línea, en España se ha propuesto modificar el PO.12.2:

“Propuesta_PO_12_2_Implementacion_CRCs_Consulta_publica”, donde la emulación de inercia considera suministrar una energía equivalente del 10% de la capacidad máxima durante 8 segundos². Porcentaje similar al propuesto en la prepublicación del PR-20.

² <https://api.esios.ree.es/documents/389/download?locale=es>

Asimismo, con relación a la información de los costos sobre tecnología para almacenamiento de energía, este se aprecia en el informe de IRENA³, donde se señala que los costos para implementación de volantes de inercia son superiores a los costos de almacenamiento usando baterías. Esta premisa podría ayudar a seleccionar la tecnología para almacenamiento de energía para CGNC en el cumplimiento de la exigencia de la inercia sintética.

Por los argumentos sustentados, COES no considera posible retirar este requerimiento de la propuesta de modificación del PR-20; pero si vemos oportuno reevaluar el nivel de exigencia; en ese sentido, se revisó los antecedentes bibliográficos, en especial los siguientes:

- Wind Farm Inertia Emulation to Fulfill Hydro-Québec's Specific Need, IEEE, 2011. Disponible en: <https://ieeexplore.ieee.org/document/6039121>
- Inertial response from wind power plants during a frequency disturbance on the Hydro- Quebec system – event analysis and validation, IET, 2017. Disponible en: <https://ietresearch.onlinelibrary.wiley.com/doi/full/10.1049/iet-rpg.2017.0392>
- Technical Requirements for the Connection of Generating Stations to the Hydro-Québec Transmission System – 2019. Disponible en: https://www.hydroquebec.com/data/transenergie/pdf/2_Requirements_generating_stations_D-2018-145_2018-11-15.pdf

De la revisión de estas referencias, se observa que el sistema eléctrico peruano tiene similitudes en cuanto al porcentaje de penetración de generación no convencional (GNC) y las características de los sistemas analizados. Estos estudios destacan la importancia de la emulación de inercia para mantener la estabilidad del sistema eléctrico durante perturbaciones. En particular, el informe de IEEE y el análisis realizado en la IET demuestran cómo la emulación de inercia contribuye significativamente a la respuesta inicial ante fluctuaciones de frecuencia.

Basándonos en estas evidencias y en la similitud de los sistemas, proponemos que el porcentaje de capacidad nominal para emular inercia sea del 6% de la potencia nominal. Esta propuesta se justifica debido a que un porcentaje similar ha mostrado ser efectivo en sistemas comparables, contribuyendo la potencia adicional en tiempos menores a 1.5 segundos posteriores a la perturbación y manteniéndola durante al menos 8 segundos desde el inicio de la perturbación. Esta medida es crucial para garantizar la estabilidad y fiabilidad del sistema eléctrico peruano ante eventos de perturbación.

³ ("Electricity storage and renewables: Costs and markets to 2030"), disponible en: <https://www.irena.org/publications/2017/Oct/Electricity-storage-and-renewables-costs-and-markets>

Cabe mencionar que la propuesta no limita el uso de tecnologías. Se pueden utilizar soluciones con almacenamiento de energía, como baterías, volantes de inercia y otros dispositivos, así como inversores formadores (grid-forming inverters). Además, se pueden emplear métodos que no requieren almacenamiento de energía adicional, como aprovechar la energía cinética de las turbinas eólicas, operar por debajo de su capacidad máxima producción, entre otros enfoques.

Por lo tanto, luego de realizar una evaluación y análisis sobre la inercia sintética, se sugiere modificar los numerales 2.4.3 y 4.4.4 del Capítulo 2 del Anexo 1 del PR-20 prepublicado, de la siguiente manera:

"2.4.3 POR CAPACIDAD DINÁMICA

(...)

Tabla 2.5. Rangos permitidos de Constantes de Inercia para Generadores

Tipo de Generación	Constante de Inercia H (s)
Unidad Térmica	$H > 3,0$ s
Unidad Hidráulica	$H > 2,0$ s
Generación No Convencional	~~$H \geq 2,5$ s~~ ver numeral 4.4.4 del Capítulo 4.

(...)"

"4.4.4 CAPACIDAD DINAMICA EN CONTINGENCIAS

En ~~perturbaciones y condiciones de operación en contingencia~~, ante un súbito desvío de la frecuencia, deberá tener la capacidad de aportar inercia ~~contribuir con una energía activa almacenada equivalente a una inercia (H), según se detalla en la Tabla 2.5 del Capítulo 2~~. Para ello, debe contar con una infraestructura necesaria y un controlador adecuado para emular una inercia (inercia sintética), contribuyendo como mínimo con el ~~10~~ 6% de su potencia nominal, ~~el tiempo para alcanzar la contribución de potencia adicional debe ser menor a 1.5 s~~, durante un período mínimo de ~~5~~ 8 segundos (~~desde inicio de la inyección de potencia adicional requerida~~), retornando automáticamente a su condición inicial al regresar la frecuencia a su valor nominal, pudiendo emplearse para ello, ~~volantes o~~ sistemas de almacenamiento de energía ~~como baterías, volantes de inercia, inversores formadores (grid-forming inverters)~~ u otros mecanismos ~~o tecnologías que permitan el~~

cumplimiento de este requerimiento. En el caso que el modelo del control para la implementación de inercia sintética requiera una constante de tiempo de inercia (H), se debe considerar un valor compatible al porcentaje establecido, el control deberá ser aprobado en el Estudio de Operatividad.”

Posteriormente, el COES con Carta COES/D-736-2024 solicitó el retiro de la propuesta de modificación del numeral 4.4.4 del Capítulo 4 del Anexo 1 del proyecto de modificación del PR-20, y todo lo relacionado a la “Inercia Sintética” debido a no contemplaba entre otros, aspectos importantes como el monitoreo y seguimiento de la obligación de proveer reserva sintética, la posibilidad de adquirir dicha capacidad como servicio prestado por otros participantes, ni las penalidades por su incumplimiento, temas que habían sido planificados de abordar en otros procedimientos. Asimismo, el COES señaló que el año 2025 presentará una propuesta, de modificación del PR-20, referido a la falta de Inercia en el SEIN.

Análisis de Osinergmin

- Sobre que el requerimiento de Inercia a las GNC sea posteriormente utilizado para el Servicio de Regulación de Frecuencia, y que este último está exonerado de acuerdo con el numeral 6.2.2 de la NTCOTRSI.

Primero, la inercia es la propiedad de que un objeto mantiene su estado de movimiento sin cambios, entonces, la inercia en un sistema eléctrico de potencia (SEP) se muestra como resistencia a las perturbaciones que proporciona la respuesta más rápida y directa a los cambios de frecuencia. Por lo tanto, mantener una inercia suficiente es de gran importancia para la estabilidad de la frecuencia, o sea, para la estabilidad de un SEP. También, para la máquina sincrónica que funciona en la red, la respuesta de inercia es su atributo inherente.

Segundo, el servicio de regulación de frecuencia, al que se refiere la NTCOTRSI, está relacionado al control de la frecuencia de las unidades de generación a través de sus reguladores de velocidad.

Entonces, si bien el efecto de ambos conceptos, Inercia y Servicio de Regulación de Frecuencia, se observa o se mide en el comportamiento de la frecuencia del SEP, la gran diferencia es que el primero es una característica inherente de la unidad de generación y el segundo depende de los ajustes (modos de operación) de sus reguladores de velocidad.

A modo de ejemplo, en el SEIN se tiene implementado el Esquema de Rechazo de Carga por Mínima Frecuencia (ERACMF) y el Esquema de Rechazo de Generación por Sobrefrecuencia (ERGSF), cuyo objetivo es prever situaciones de inestabilidad, tal como se menciona en el numeral

7.2.1 de la NTCOTRSI, esto es para evitar que el SEIN pierda estabilidad ante contingencias, además la actuación de estos esquemas se refleja en el comportamiento de la frecuencia. Sin embargo, estos esquemas, cuyo fin es mantener la estabilidad no es un Servicio Complementario. Además, de acuerdo con el numeral 3.5 de la Norma Técnica de Calidad de Servicio, aprobado con Decreto Supremo N° 020-97-EM (NTCSE), el COES está obligado a asignar responsabilidad por las transgresiones de calidad de producto y/o suministro, incluidos los que son ocasionados por la actuación del ERACMF y ERGSF, esto último quiere decir que el Agente del SEIN que produzca la actuación del ERACMF y ERAGSF y estos afecten la calidad de suministro y/o producto deberán asumir las compensaciones de acuerdo a la NTCSE.

Por lo tanto, la Inercia no corresponde calificarlo como un Servicio Complementario y por consiguiente no es para brindar "Servicio de Regulación de Frecuencia".

Ahora, respecto a la exclusión de las GNC de brindar el Servicio de Regulación de Frecuencia mencionada por la SPR, actualmente la exclusión mencionada en la NTCOTRSI está referida solo a la Regulación Primaria de Frecuencia, mas no de la Regulación Secundaria de Frecuencia que también forma parte del Servicio de Regulación de Frecuencia.

- Sobre que la exigencia de Inercia a la GNC elimina la predictibilidad que toda inversión requiere, y para el caso de Centrales Solares FV el MINEM exonera de tal "obligación" debido al impedimento de estas de cumplir dicha exigencia.

Al respecto, como menciona el COES, este organismo tiene por finalidad coordinar la operación de corto, mediano y largo plazo del SEIN al mínimo costo, preservando la seguridad del sistema, el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos, así como planificar el desarrollo de la transmisión del SEIN y administrar el Mercado de Corto Plazo, como indica el artículo 12 de la Ley N° 28832. Además, según la NTCOTRSI, el coordinador debe garantizar la seguridad del Sistema y la calidad del servicio. Además, el artículo 11.6 del Reglamento de Transmisión aprobado con Decreto Supremo N° 027-2007-EM señala que el COES elaborará un procedimiento de Conexión, para su aprobación por Osinergmin, los cuales detallará los requerimientos generales para su conexión, entendiéndose para operar el SEIN con seguridad y calidad del servicio.

En ese sentido, el proyecto de modificación del PR-20 tiene por objeto otorgar las condiciones para que el COES pueda cumplir con la función de coordinar la operación de corto, mediano y largo plazo del SEIN al mínimo

costo, preservando la seguridad del sistema dispuesta mediante la Ley N° 28832.

- De implementarse la propuesta, no solo se estaría contraviniendo la disposición legal antes indicada, sino que se estaría poniendo en un mismo nivel a las CGC tradicionales y a las CGNC, sin fundamento técnico alguno.

En los párrafos anteriores se demostrado con no se contraviene lo dispuesto por el proyecto de modificación del PR-20 y la NTCOTRSI.

Ahora, respecto a lo informado por el COES mediante Carta COES/D-736-2024 respecto al retiro del numeral 4.4.4 del Capítulo 4 del Anexo 1 del proyecto de modificación del PR-20, no corresponde aceptarlo debido a lo dispuesto en el artículo 9 de la Norma “Guía de Elaboración de Procedimientos Técnicos”, aprobada mediante Resolución N° 476-2008-OS/CD, en que se refiere a que el COES puede desistirse de una propuesta y/o modificación de Procedimiento Técnico de COES luego de la publicación del proyecto. En ese sentido, teniendo en cuenta que la etapa de publicación del proyecto del proceso de modificación del PR-20 fue superado no corresponde aceptar la propuesta del COES. Sin perjuicio de lo mencionado, se acepta que el sustento de modificación del PR-20 referido a la Inercia de las GNC sea presentado hasta agosto de 2025, teniendo en cuenta que la responsabilidad del COES es proponer lo dispuesto por el numeral 11.6 del Reglamento de Transmisión para cumplir lo encargado mediante el artículo 12 de la Ley N° 28832.

Por lo tanto, el numeral 2.4.3 del Capítulo 2 y numeral 4.4.4 del Capítulo 4 del Anexo 1 del proyecto de modificación del PR-20 quedarán redactados de la siguiente manera:

“2.4.3 POR CAPACIDAD DINÁMICA

(...)

Tabla 2.5. Rangos permitidos de Constantes de Inercia para Generadores

Tipo de Generación	Constante de Inercia H (s)
<i>Unidad Térmica</i>	$H > 3,0$ s
<i>Unidad Hidráulica</i>	$H > 2,0$ s
<i>Generación No Convencional</i>	Ver numeral 4.4.4 del Capítulo 4.

(...)”

“4.4.4 CAPACIDAD DINAMICA EN CONTINGENCIAS

En perturbaciones y ante un súbito desvío de la frecuencia, deberá tener la capacidad de aportar inercia. Para ello, debe contar con una infraestructura necesaria y adecuado para emular una inercia (inercia sintética), retornando automáticamente a su condición inicial al regresar la frecuencia a su valor nominal, pudiendo emplearse para ello, sistemas de almacenamiento de energía como baterías, volantes de inercia, inversores formadores (grid-forming inverters) u otros mecanismos o tecnologías que permitan el cumplimiento de este requerimiento. En el caso que el modelo para la implementación de inercia sintética requiera una constante de tiempo de inercia (H), se debe considerar un valor compatible al porcentaje establecido, el control deberá ser aprobado en el Estudio de Operatividad.

La contribución (%) de potencia nominal, tiempo para iniciar la contribución y el periodo mínimo de contribución (desde inicio de la inyección de potencia adicional) será propuesto por el COES.”

Asimismo, corresponde incorporar una Tercera Disposición Transitoria de la Resolución que aprueba el nuevo PR-20 con la siguiente redacción:

“TERCERA: El COES deberá presentar a Osinerghmin hasta el 30 de junio de 2025, un informe técnico que contenga una propuesta, debidamente sustentada: i) del porcentaje de la contribución de potencia nominal, ii) del tiempo para iniciar la referida contribución; y iii) del periodo mínimo de contribución; a que se refiere el numeral 4.4.4 del Capítulo 4 del Anexo 1 del Procedimiento Técnico del COES N° 20, a fin de emular la inercia sintética para las centrales de generación que la requieran.

Osinerghmin deberá publicar los valores antes indicados como máximo el 31 de diciembre de 2025, previa etapa de observaciones y respuesta del COES, así como, la prepublicación de Osinerghmin y análisis de comentarios de los interesados.

La aplicación del numeral 4.4.4 del Capítulo 4 del Anexo 1 del Procedimiento Técnico del COES N° 20 con los valores aprobados por Osinerghmin, aplicarán a todas las centrales de generación que entren en servicio o en puesta en operación comercial a partir del 1 de enero de 2028, sin excepción, sea que se encuentren en curso de un proceso en trámite en COES o cuenten con Certificados de Conformidad de EPO o EO, a fin de garantizar la seguridad y estabilidad del SEIN.”

1.8 Comentario 8 de SPR (**Requisitos CGNC**)

Numeral 4.4.4 del capítulo 4 del Anexo 1

Esta propuesta plantea una exigencia de INERCIA SINTÉTICA para las CGNC, exigiéndoles contribuir como mínimo con el 10% de su potencia nominal. Esto generará los siguientes impactos:

- Limitará la potencia de las CGNC.
- Limitará la aplicación del mandato establecido en el Decreto Legislativo N° 1002 que prioriza el despacho de la generación renovable por tener un costo variable igual a cero.
- Limitará la participación de la CGNC en la matriz eléctrica con consecuencias ambientales, sociales y de competitividad del país.
- Incidirá directamente en la viabilidad económica de los proyectos de CGNC afectando la competencia de generación del sistema.

Propuesta: Por los impactos que advertidos y en línea con la Comentario 7, PSR considera que se trata de una restricción al desarrollo e ingreso de las CGNC, y su posición es que esta modificación debe ser retirada.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Ver respuesta opinión del COES al Comentario 7 de SPR.

Análisis de Osinerghmin

Ver análisis de Osinerghmin al Comentario 7 de SPR.

2. Comentarios de Grenergy Perú (**GREENERGY**)

2.1 Comentario 1 de GREENERGY (**Procedimental**)

Literal h, del Numeral 8.1

En la propuesta de modificación del numeral 3. "Publicar en el Portal de Internet del COES

(...)

h) La lista de los EPO y EO que concluyeron su vigencia."

Se sugiere que las comunicaciones referidas se agregue el motivo o incumplimiento por el cual el EPO y EO perdió su vigencia, y que la periodicidad debe ser mensual o trimestral.

Se sugiere adicionar en el Numeral 8.1

"3. Publicar trimestralmente en el Portal de Internet del COES

. (...)

h) La lista de los EPO y EO que concluyeron su vigencia, y los motivos de su conclusión".

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Las obligaciones del COES consignadas en el inciso 3 del numeral 8.1 del PR-20 prepublicado se cumplen en tiempos distintos, en algunos casos menores a los tres meses propuestos y en otros mayores, por esta razón, no es recomendable establecer una periodicidad única a todas las obligaciones tal como se indica en la observación. Por lo tanto, se sugiere no aceptar la propuesta de cambio.

De otro lado, el estado de los EPO y EO aprobados que concluyeron su vigencia, actualmente es publicado en el portal de internet del COES, según lo indicado en la respuesta del numeral 2.2 del informe del COES.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

2.2 Comentario 2 de GREENERGY (Procedimental)

Ítems 1 y 5 del numeral 9.13

Indican Eliminar y cambiar por el siguiente texto:

"(...)

1. Cuando, de acuerdo a los informes de OSINERGMIN o el MINEM, se advierta que el proyecto no se conectará en el Punto de Conexión aprobado en el EPO o cuando el Punto de Conexión aprobado en el EPO corresponde a una instalación futura que cuenta con EPO aprobado y este último pierde su vigencia."

Se sugiere tomar en cuenta que los numerales 1, parten desde el punto en que un tercero (proyecto donde se indicó la conexión en el EPO), y no el Gestor del proyecto, sería el causante indirecto del término de la vigencia del EPO, y conforme lo indica el numeral 5 (agregado totalmente), indica las alternativas ante esta situación, pero una hace su aplicación distinta a la otra, sin vincularse, es por ello, que se sugiere adicionar al texto del numeral 1, una mención que concatene las alternativas que debe seguir el Gestor ante dicha situación, tal como lo contempla el numeral 5.

Se sugiere adicionar:

(...)

"1. Cuando, de acuerdo a los informes de OSINERGMIN o el MINEM, se advierta que el proyecto no se conectará en el Punto de Conexión aprobado en el EPO o cuando el Punto de Conexión aprobado en el EPO corresponde a una instalación futura que cuenta con EPO aprobado y este último pierde su vigencia, salvo proceda conforme el numeral 5 de este mismo artículo".

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Las causales de conclusión de vigencia de EPO establecidos en los incisos 1 y 5 del numeral 9.13 del PR-20 prepublicado, se configuran por diferentes razones que hacen inviable la conexión de un proyecto; mientras que en el inciso 1 se aborda aquellas causales provenientes de un **cambio en la ubicación** del Punto de Conexión del proyecto, en el inciso 5, se aborda aquellas causales que son originados por **cambios en las condiciones del sistema o en las características técnicas del Punto de Conexión del proyecto**, los cuales podrían producirse por alguna condición operativa del sistema no prevista en el EPO o por algún cambio advertido por el titular del Punto de Conexión. Por tal motivo, no se considera adecuado referenciarlos en una misma causal.

Ver opinión del COES al Comentario 7 de ENEL GENERACIÓN.

Por lo tanto, se sugiere no aceptar la propuesta de cambio.

Análisis de Osinerghmin

Ver análisis de Osinerghmin al Comentario 2 de la SPR.

2.3 Comentario 3 de GREENERGY (Procedimental)

Numeral 11.1

El proceso de integración de instalaciones al SEIN tiene como finalidad verificar que las nuevas instalaciones que se conecten al SEIN cuenten con los títulos habilitantes requeridos, así como con los ajustes adecuados de los equipos de protección y de los controladores; y la recepción adecuada de las señales en tiempo real.

El Certificado de Conformidad de Integración de instalaciones al SEIN es necesario para aquellas instalaciones que requieran un EO, y aquellas instalaciones que no requieran un EO considerando el alcance del presente Procedimiento

Como consecuencia, de los nuevos términos, ingresados en el numeral 11.8, Sería necesario incluir y mencionar a los sistemas de almacenamiento, Baterías y BESS dentro de dicha modificatoria.

Se solicita agregar el término:

(...)

“El Certificado de Conformidad de Integración de instalaciones al SEIN es necesario para aquellas instalaciones que requieran un EO, y aquellas instalaciones que no requieran un EO considerando el alcance del presente Procedimiento, así como a los Sistemas de almacenamiento conectados al SEIN de manera directa o por medio de una CGC o CGNC”.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada

En el PR-20 prepublicado, no está contemplado que el Sistema de Almacenamiento de Energía Activa opere en solitario conectado directamente al SEIN, es decir, su operación se efectuará en conjunto con la central de generación en servicio. Ver opinión del COES al Comentario 5 de GREENERGY.

En ese sentido, en el capítulo 4 del Anexo 1 del PR-20 prepublicado se encuentra incluido el ítem 4.5 “Exigencias para los Sistemas de Almacenamiento de Energía Activa”. en donde se establecen los requisitos técnicos mínimos que deben cumplir estos equipos, asimismo, se describe el uso de esta tecnología en las centrales de generación (CGC o CGNC), los cuales podrán emplearse entre otros, en la Regulación Primaria de Frecuencia de la central, en mejorar el factor de planta de la central o como una reserva dinámica ante contingencias (inercia sintética), en caso corresponda.

De otro lado, en el alcance de los Anexos 4 “Requisitos para la Integración de Instalaciones al SEIN” y 5 “Pruebas de Homologación de Modelos” del PR-20 prepublicado, se encuentran incluidos los Sistemas de Almacenamiento de Energía Activa, así como un modelo de Ficha Técnica para el llenado de sus características técnicas.

En ese sentido, estos equipos, para el uso que se ha previsto en el presente procedimiento, deberán pasar por los procesos del COES para su conexión al SEIN, hasta su Integración.

Por lo tanto, se sugiere no aceptar la propuesta de cambio.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

2.4 Comentario 4 de GREENERGY (Requisitos CGNC)

Numeral 2.4.3 del Capítulo 2, del Anexo 1.

En el agregado del numeral 2.4.3, se indica:

Tabla 2.5. Rangos permitidos de Constantes de Inercia para Generadores

Tipo de Generación	Constante de Inercia H (s)
Unidad Térmica	$H > 3,0$ s
Unidad Hidráulica	$H > 2,0$ s
Generación No Convencional	$H \geq 2,5$ s (*)

(*) Empleando inercia sintética, detalle ver numeral 4.4.4 del Capítulo 4.

Se exigiría a las CGNC, el cumplimiento de rangos de Constantes de inercia para la Generación, anidando esto a la inercia mencionada en el numeral 4.4.4. del mismo anexo.

Se solicita no considerar en la tabla a las CGNC, por los siguientes motivos:

1. Se estaría entendiendo que las CGNC deben cumplir este requisito para prestar posteriormente el Servicio de RPF.
2. Considerando que según el Numeral 6.2.2 de la NTCOTRSI, las centrales de generación con Recursos Energéticos Renovables (RER) cuya fuente de energía primaria sea eólica, solar o mareomotriz quedan exoneradas de realizar regulación primaria de frecuencia, por lo tanto, no procede la modificación planteada.
3. De implementar este cambio, se estaría poniendo en un mismo nivel a las CGC tradicionales y a las CGNC, no teniendo sentido, cuando se trata de que el recurso no es constante ni previsible entre ambas tecnologías, motivo por el cual las primeras son obligadas a prestar dicho servicio.
4. De prosperar esta modificación se desincentivaría la inversión en proyectos de CGNC, por la poca previsibilidad de ingresos.

Se solicita modificar la tabla a modo de solo incluir a las CGC dentro de los requisitos, por los motivos ya expuestos.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 7 de la SPR.

2.5 Comentario 5 (GREENERGY) BESS

Sección 4.5 – Anexo 1. Capítulo 4

En la propuesta se establece en Anexo 1, capítulo 4 sección 4.5.

*“El sistema de almacenamiento de energía activa, es **capaz de inyectar o absorber potencia al sistema eléctrico** de manera rápida y sostenerla durante un **tiempo prefijado**.”*

Estos equipos estáticos, podrán emplearse en la Regulación Primaria de Frecuencia (RPF), para mejorar su factor de planta o reserva dinámica ante contingencias (inercia sintética). Para estos usos, deberán tener alta eficiencia, esto es, el proceso de almacenamiento deberá procurar minimizar el consumo de energía retirada del SEIN. Asimismo, deberán estar dimensionados con la capacidad necesaria para cumplir con la magnitud de potencia que se le requiera, durante el periodo de tiempo especificado”.

Se solicita modificar definición de Anexo 1, capítulo 4, sección 4.5 relativo a Exigencias para los sistemas de almacenamiento de energía activa:

*“El sistema de almacenamiento de energía activa, es **capaz de inyectar o absorber potencia al sistema eléctrico** de manera rápida y sostenerla durante un **tiempo prefijado. Participando en la gestión de una CGC, CGNC o directamente al sistema eléctrico** Estos equipos estáticos, podrán emplearse en la Regulación Primaria de Frecuencia (RPF), para mejorar su factor de planta o reserva dinámica ante contingencias (inercia sintética). Para estos usos, deberán tener alta eficiencia, esto es, el proceso de almacenamiento deberá procurar minimizar el consumo de energía retirada del SEIN. Asimismo, deberán estar dimensionados con la capacidad necesaria para cumplir con la magnitud de potencia y energía que se le requiera, durante el periodo de tiempo especificado”.*

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Los sistemas de almacenamiento de energía activa solo podrán ser empleados para la regulación de frecuencia, para mejorar el factor de planta o como reserva dinámica ante contingencias (inercia sintética) de una central de generación. En ese sentido, su operación en solitario solo será posible para la carga del sistema de baterías, mas no inyectando potencia activa directamente al SEIN.

Por lo tanto, se sugiere no aceptar la propuesta de modificación.

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES respecto al uso del almacenamiento para la regulación de frecuencia e inercia sintética. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario. Complementariamente ver análisis de Osinerghmin al Comentario 22 de KALLPA.

2.6 Comentario 6 de GREENERGY (BESS)

Comentario General

DEFINICIONES: Definir modos de operación de Sistemas híbridos y sistemas stand alone.

Comentario General, Se solicita incluir la siguiente definición. Definición *"Sistemas de almacenamiento"*

Se sugiere considerar las definiciones, conforme se muestra:

SAE STAND ALONE

Relativo a la operación el propietario de un Sistema de Almacenamiento de Energía (SAE) destinado al arbitraje de precios de energía, podrá solicitar al COES, en la forma y oportunidad que defina la norma técnica, su operación centralizada en Modo Retiro, en cuyo caso el COES determinará los niveles de retiro para almacenamiento.

CGNC + SAE

Relativo a la operación el propietario de un CGNC con capacidad de Almacenamiento de Energía se distinguen tres modos de operación. El Modo Carga, es aquel en el cual se transforma parte de la energía eléctrica producida en su componente de generación o retirada desde red en otro tipo de energía para su almacenamiento; el Modo Descarga, mediante el cual se transforma la energía previamente almacenada en la componente de almacenamiento, en energía eléctrica para su inyección al sistema eléctrico; y el Modo Generación Directa, en el que se inyecta energía al sistema eléctrico desde su componente de generación, sin haber pasado previamente por un proceso de almacenamiento. Se entenderá que la energía almacenada proviene exclusivamente de lo producido por la componente de generación. Sin perjuicio de lo anterior, excepcionalmente el COES podrá instruir retiros desde el sistema eléctrico en virtud de la obligación de preservar la seguridad y calidad de servicio conforme procedimientos técnicos que correspondan, en caso de existir factibilidad técnica para ello.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

En la propuesta del numeral 4.5 del capítulo 4 del Anexo 1 del PR-20, se indica la delimitación del uso que se puede dar a los Sistemas de Almacenamiento de Energía con Baterías, así como los requisitos técnicos mínimos que se debe tener en cuenta para la instalación de estos sistemas. Se considera suficiente el cumplimiento de lo establecido en dicho numeral para que un sistema de almacenamiento pueda integrarse al SEIN. En ese sentido y de acuerdo con el objetivo del PR-20, no se considera necesario incluir los modos de operación que pueda tener un BESS, por lo que se sugiere no aceptar la propuesta de modificación.

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

3. Comentarios de Electro Dunas S.A.A. (ELECTRODUNAS)

3.1 Comentario 1 de ELECTRODUNAS (Procedimental)

Numeral 10.6 del PR-20

"10.6 Alcance del EO (...)

*Previo a la presentación del EO, el Gestor del Proyecto solicitará al COES la determinación de su alcance, para lo cual debe remitir el diagrama unifilar, las características técnicas del proyecto y el cronograma de ejecución del proyecto en el que se indique el año al mes estimado de ingreso del proyecto.
(...)*

El documento de alcances del EO emitido por el COES tendrá una validez de seis (06) meses, tiempo en que el Gestor del Proyecto deberá presentar el EO. En proyectos cuya complejidad técnica lo amerite, el COES podrá establecer un plazo de validez mayor, a solicitud del Gestor del Proyecto expresado en su carta de solicitud de alcances. El plazo de validez del documento de alcances del EO es improrrogable. Los proyectos e instalaciones indicados en el inciso 4 del numeral 10.7 que surjan con posterioridad a la emisión del documento del alcance hasta la presentación del EO, solo serán evaluados como casos adicionales a solicitud del COES, en los escenarios más relevantes para la operación segura y eficiente del SEIN, siempre que el EO haya sido presentado dentro del periodo de validez del documento de alcance." (énfasis agregado)

Comentario

Al respecto, ELECTRODUNAS considera que un plazo de vigencia del Estudio de Operatividad (EO) de solo seis (6) meses resultaría insuficiente, debido a que los protocolos FAT de un transformador de potencia puede demorar un promedio de ocho (8) a diez (10) meses, y por factores exógenos al proyecto podría haber tiempos muertos.

En este sentido, se propone que el EO tenga un plazo de validez de un (1) año, con la finalidad de facilitar la fluidez del proceso.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Los protocolos FAT mencionados, o pruebas de aceptación de fábrica, pueden ser gestionados por el Gestor del Proyecto con la debida anticipación, previo a la emisión del alcance del EO. Asimismo, el plazo de 6 meses previsto para

la vigencia del documento de alcance de EO, considera un tiempo razonable para que el Gestor del Proyecto contrate el servicio de consultoría y desarrolle el Estudio de Operatividad hasta su presentación ante el COES.

Sin perjuicio de lo indicado en el párrafo anterior, el Gestor del Proyecto podrá solicitar extender la vigencia del documento de alcance de EO en caso la complejidad técnica del proyecto lo amerite, dicha solicitud de extensión deberá ser expresada en su carta de solicitud.

Por lo tanto, se sugiere no aceptar la propuesta de cambio.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

4. Comentarios de Engie Energía Perú S.A. (ENGIE)

4.1 Comentario 1 de ENGIE (Procedimental)

Comentario General

El artículo 4 de la Resolución N° 001-2024OS/CD, indica que el PR-20, entrará en vigencia el 01 de enero de 2025, por lo que es necesario que se precise lo siguiente:

"Artículo 4.- La presente resolución entrará en vigencia el 01 de enero de 2025.

Todos los EPOs y EOs aprobados o que hayan sido presentados para su aprobación con anterioridad a esta fecha se les aplicará el procedimiento con el que hayan iniciado."

Sustento

Es necesario indicar bajo qué norma serán evaluados los EPOs y EOs que se encuentran en trámite a la fecha de entrada en vigencia del nuevo PR-20.

Opinión del COES

Sugerencia aceptada.

Es importante definir el estado de los procesos que hayan iniciado o hayan sido aprobado antes de la entrada en vigencia de un procedimiento modificado. En ese sentido, se sugiere incluir al inicio del documento del PR-20 prepublicado un apartado referido a "Disposiciones Complementarias Transitorias" con la siguiente descripción:

DISPOSICIONES COMPLEMENTARIAS TRANSITORIAS

PRIMERA: Los procesos para la obtención de Certificados de Conformidad de EPO, EO, Inicio de Operación Comercial, Integración de Instalaciones de Transmisión en el SEIN, Conclusión de la Operación Comercial y Retiro de Instalaciones del SEIN, así como para la aprobación de la Conexión de

Instalaciones al SEIN, iniciados antes de la entrada en vigencia de la modificación del presente procedimiento, se regirán, hasta su conclusión, por las disposiciones contempladas en el Procedimiento Técnico del COES N° 20 “Ingreso, Modificación y Retiro de Instalaciones en el SEIN”, aprobado por Resolución N° 083-2021-OS/CD. Se exceptúan de la aplicación de esta disposición a aquellos procesos vinculados a proyectos que se encuentren fuera del alcance del presente procedimiento o que no cumplen con las exigencias establecidas en sus alcances, así como los procesos que ya no se encuentren contemplados en el presente Procedimiento Técnico.

SEGUNDA: En el caso de solicitudes en trámite de Conformidad del Estudio de Operatividad, son vigentes los criterios de diseño del EPO aprobado antes de la vigencia de la modificación al procedimiento.

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, corresponde incorporar disposiciones complementarias:

“DISPOSICIONES COMPLEMENTARIAS TRANSITORIAS

PRIMERA: Los procesos para la obtención de Certificados de Conformidad de EPO, EO, Inicio de Operación Comercial, Integración de Instalaciones de Transmisión en el SEIN, Conclusión de la Operación Comercial y Retiro de Instalaciones del SEIN, así como para la aprobación de la Conexión de Instalaciones al SEIN, iniciados antes de la entrada en vigencia de la Resolución N° XXX-2024-OS/CD, se regirán, hasta su conclusión, con el Procedimiento Técnico del COES N° 20 “Ingreso, Modificación y Retiro de Instalaciones en el SEIN”, aprobado por Resolución N° 035-2013-OS/CD y modificatorias, salvo lo previsto en la Tercera Disposición Complementaria Transitoria.

SEGUNDA: En el caso de solicitudes de Certificado de Conformidad del EO iniciadas antes de la entrada en vigencia de la Resolución N° XXX-2024-OS/CD, se regirán según los criterios de diseño del EPO aprobado antes de la vigencia del nuevo Procedimiento Técnico del COES N° 20, salvo lo previsto en la Tercera Disposición Complementaria Transitoria.”

4.2 Comentario 2 de ENGIE (Procedimental)

Numeral 6.15

Se solicita precisar en el numeral 6.15 lo siguiente: “6.15 Pruebas de Puesta en Servicio: Pruebas realizadas a los equipos de instalaciones nuevas o modificadas, luego de implementadas y conectadas o **previo a estar conectadas** eléctricamente al SEIN. “**Sustento:** Dentro de las pruebas de puesta en servicio existe un grupo de pruebas (como pruebas de relés de

protección, pruebas End-to-End, entre otras descritas en el Anexo 4) que, por su naturaleza deben ser realizadas previo a la conexión eléctrica del proyecto.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Para realizar las pruebas de puesta en servicio el Titular de la Instalación debe contar previamente con la autorización de conexión, es por ello que estas pruebas deberán realizarse luego de implementadas y conectadas eléctricamente.

Lo anterior no impide a los titulares realizar algunas pruebas que no requieren contar con la instalación conectada al SEIN.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

4.3 Comentario 3 (ENGIE) Procedimental

Numeral 9.8

Se sugiere agregar el siguiente párrafo al numeral 9.8:

"9.8 Trámite para la obtención del Certificado de Conformidad del EPO

(...)

En el caso de proyectos de generación con energías renovables no convencionales, en cuyos estudios eléctricos se haya identificado que requieren el ingreso de proyectos del Plan de Transmisión para poder evacuar toda su producción, excepcionalmente el COES puede aprobar el EPO considerando la implementación temporal de esquemas especiales de desconexión/reducción automática de su generación para controlar sobrecargas en condiciones normales ("N") que estarán habilitados hasta la fecha de puesta en servicio del proyecto del Plan de Transmisión que levante la restricción, lo cual debe quedar claramente establecido e identificado en la carta de aprobación del EPO.

Sustento:

Actualmente se encuentran en implementación y desarrollo una gran cantidad de proyectos de centrales con energías renovables que en el proceso de aprobación de sus Estudios de Pre- Operatividad y, posteriormente, en los de Operatividad que les corresponda, se han identificado restricciones de transmisión para evacuar toda su producción, las cuales serán resueltas con la implementación e integración al SEIN de los proyectos de transmisión aprobados en los Planes de Transmisión, sin embargo, en la práctica, estos proyectos del Plan de Transmisión no estarían

ingresando en los plazos en los que el sistema los requiere; por lo tanto, es necesario que desde la etapa correspondiente al EPO se establezcan reglas claras para permitir el ingreso de estos proyectos de generación considerando la implementación de esquemas especiales de desconexión/reducción automática de generación para controlar temporalmente las sobrecargas en condiciones normales ("N"), con el fin de que éstos no afecten a las centrales de generación existentes y que se pueda determinar la fecha hasta la cual un proyecto de generación podría tener restricciones de su producción por falta de capacidad de transmisión, que es una premisa relevante en el proceso de desarrollo y evaluación de los proyectos.

Opinión del COES

Sugerencia parcialmente aceptada.

En el marco de lo establecido en el numeral 6.2.2 del Anexo 2 de PR-20 vigente, los proyectos de generación concurrentes en una misma zona de influencia, en donde están previstos los proyectos de transmisión aprobados en el Plan de Transmisión (PT), en un escenario de simultaneidad, deberán prever un esquema con una unidad central para la reducción automática de generación del conjunto de proyectos de generación en el mismo Punto de Conexión o zona de influencia para las condiciones de contingencias o eventos no previstos con los respectivos medios de comunicación y control. Estos esquemas serán considerados como temporales hasta el ingreso de los proyectos de transmisión del PT.

Asimismo, de acuerdo con los resultados del EO, se verificará con el ingreso del proyecto, bajo ciertas condiciones de operación, las sobrecargas que se presentarían en operación normal, para lo cual, será necesario el vertimiento de generación renovable, cuyas magnitudes, duración y a qué centrales aplicarán, serán determinadas en los programas de operación de corto plazo.

Por lo tanto, se sugiere incorporar algunos cambios en el numeral 6.2.2 del PR-20 prepublicado. Ver opinión del COES al Comentario 119 de ENEL.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinergmin al Comentario 119 de ENEL.

4.4 Comentario 4 (ENGIE) Procedimental

Numeral 9.9, Inciso 3

Se solicita precisar en el numeral 9.9 inciso 3 lo siguiente:

"9.9 Causales para rechazar el EPO

(...)

3. Cuando se requiera rehacer los estudios eléctricos que forman parte del EPO. Se incurre en este supuesto, entre otras causas, cuando se encuentren errores en los parámetros eléctricos de las instalaciones eléctricas del proyecto, **que el COES determine tengan impacto relevante en las conclusiones de los estudios eléctricos.**

Sustento:

Se propone la inclusión de este texto para evitar el rechazo de un EPO debido a posibles errores materiales menores en el ingreso de parámetros eléctricos al modelo DIGSILENT, cuya corrección requiera sólo de validaciones menores que no ameritan rehacer los estudios eléctricos.

Opinión del COES

Sugerencia aceptada.

Los errores en los parámetros eléctricos no siempre generan un impacto relevante en los resultados de los análisis eléctricos, no obstante, en caso de no generarlos serían observados en el proceso de revisión para su absolución sin necesidad de rechazarlos.

Por lo tanto, se sugiere modificar el numeral 9.9 del PR-20 prepublicado, en el siguiente sentido:

"9.9 Causales para rechazar el EPO

(...)

3. *Cuando se requiera rehacer los estudios eléctricos que forman parte del EPO. Se incurre en este supuesto, entre otras causas, cuando se encuentren errores en los parámetros eléctricos de las instalaciones eléctricas del proyecto, **que modifiquen las conclusiones de los estudios eléctricos.***

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, corresponde modificar el ítem 3 del numeral 9.9 el proyecto de modificación del PR-20:

"9.9 Causales para rechazar el EPO

(...)

3. *Cuando se requiera rehacer los estudios eléctricos que forman parte del EPO. Se incurre en este supuesto, entre otras causas, cuando se encuentren errores en los parámetros eléctricos de las instalaciones eléctricas del proyecto, **que modifiquen las conclusiones de los estudios eléctricos.***

4.5 Comentario 5 de ENGIE (Procedimental)

Numeral 9.13, Inciso 1

Se sugiere precisar a qué informes se refiere lo considerado en este numeral y a qué periodos corresponderían.

“9.13 Conclusión de la vigencia del Certificado de Conformidad del EPO

(...)

1. Cuando, de acuerdo a los **informes** de OSINERGMIN o el MINEM, se advierta que el proyecto no se conectará en el Punto de Conexión aprobado en el EPO o cuando el Punto de Conexión aprobado en el EPO corresponde a una instalación futura que cuenta con EPO aprobado y este último pierde su vigencia”

Sustento:

Se solicita la precisión a fin de que quede claro a qué informes hace referencia y el periodo de validez de los informes.

Opinión del COES: Sugerencia no aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 7 de ENEL.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

4.6 Comentario 6 de ENGIE (Procedimental)Numeral 9.13, Inciso 2

Se solicita precisar en el numeral 9.13 inciso 2 lo siguiente:

“9.13 Conclusión de la vigencia del Certificado de Conformidad del EPO

(...)

2. Cuando el proyecto no se conecte al Sistema hasta el año siguiente al año aprobado en el Certificado de Conformidad del EPO para su conexión, salvo que el Gestor del Proyecto haya obtenido el Certificado de Conformidad del EO dentro de dicho periodo o que haya iniciado el trámite para obtener tal certificado dentro de dicho periodo y lo obtenga **incluso en fecha posterior a la vigencia del EPO, siempre y cuando con el cronograma presentado en el EO se evidencie que el proyecto se encuentra próximo a conectarse**. En estos casos, la vigencia del Certificado de Conformidad del EPO se extiende por la misma vigencia del Certificado de Conformidad del EO. **Para aquellos proyectos que desarrollen su EO por etapas, la vigencia de la Conformidad del EPO deberá extenderse hasta la vigencia de la Conformidad del EO de la etapa final a conectarse al SEIN.**

(...)”

Sustento

Estas precisiones son necesarias para evitar que los proyectos que se encuentren en una etapa avanzada de construcción deban tramitar un nuevo EPO para actualizar el año de ingreso, esto genera un trámite innecesario dado que el equipamiento ya quedó definido con el EPO vigente y puede atrasar la puesta en servicio del proyecto.

En la primera precisión se aclara que en los casos donde se haya iniciado el trámite para obtener el Certificado de Conformidad del EO, dentro de la vigencia inicial del Certificado de Conformidad del EPO, la vigencia del EPO también puede ampliarse cuando un EO es aprobado fuera del periodo de vigencia del EPO, siempre que el Gestor del Proyecto presente desde los Alcances del EO un cronograma actualizado con la nueva fecha de ingreso del proyecto que evidencia que el proyecto está próximo a conectarse.

Asimismo, se propone la segunda precisión para regular como se aplicaría este caso en aquellos proyectos que desarrollen su EO por etapas, donde es necesario que la vigencia del EPO se extienda hasta la etapa final del EO.

Asimismo, se solicita aprobar con la entrada en vigencia del nuevo PR-20 que este numeral aplicará también a los proyectos con Conformidad de EPO aún vigente (gestionados con el actual PR- 20).

Opinión del COES

Sugerencia aceptada.

La causal de conclusión de vigencia del EPO, propuesta en el inciso 2 del numeral 9.13 del PR-20 prepublicado, considera extender la vigencia del EPO a la vigencia del EO, ya sea si el EO correspondiente es aprobado dentro del periodo de vigencia del EPO o si el EO es presentado dentro de dicho periodo y se aprueba; sin embargo, en este último caso si bien no se precisa si dicha aprobación puede darse aún en una fecha posterior a la vigencia del EPO, se considera que esta situación se encuentra implícita en la propuesta dado que el EO podría presentarse hasta el último día del periodo de vigencia del EO. No obstante, se acepta la sugerencia de incluir que el EO podría ser aprobado, incluso, en una fecha posterior a la vigencia del EPO.

De otro lado, la propuesta de extender la vigencia del EPO a la vigencia del EO se sustenta en que, es la etapa del EO donde el proyecto se encuentra en su fase final de implementación, en ese sentido, sustentar el avance de un proyecto en un cronograma no se considera necesario y más aún que este no podría ser validado por el COES.

Respecto al caso de un EO presentado por etapas y de extender la vigencia del EPO a la última etapa del proyecto al EO, se encuentra en línea con lo propuesto en el inciso 3 del numeral 9.13 del PR-20 prepublicado, no obstante, se considera válido realizar esta precisión.

Por lo tanto, se sugiere modificar el inciso 2 del numeral 9.13 del PR-20 prepublicado, en el siguiente sentido:

*"9.13 Conclusión de la vigencia del Certificado de Conformidad del EPO
(...)*

- 2. Cuando el proyecto no se conecte al Sistema hasta el año siguiente al año aprobado en el Certificado de Conformidad del EPO para su conexión, salvo que el Gestor del Proyecto haya obtenido el Certificado de Conformidad del EO dentro de dicho periodo o que haya iniciado el trámite para obtener tal certificado dentro de dicho periodo y lo obtenga, **incluso en fecha posterior a la vigencia del EPO**. En estos casos, la vigencia del Certificado de Conformidad del EPO se extiende por la misma vigencia del Certificado de Conformidad del EO. **Para aquellos proyectos que desarrollen su EO por etapas, la vigencia de la Conformidad del EPO se extenderá hasta la vigencia de la Conformidad del EO de la etapa final a conectarse al SEIN.***
- 3. Cuando se adviertan cambios en las características técnicas en las instalaciones o equipamiento proyectados, considerados en el EPO aprobado.*

*En caso el Gestor del Proyecto informe al COES de modificaciones, incrementos o cambio de especificaciones, que se produjeron con posterioridad en las instalaciones o equipamientos aprobados en el EPO, y sustente **técnicamente** que estos representan iguales o mejores prestaciones, respecto a lo aprobado en el EPO, el COES, de estimarlo pertinente, podrá dispensarlo de presentar un nuevo EPO, manteniéndose la vigencia del EPO aprobado. En dicho caso, el Gestor del Proyecto deberá presentar el EPO con las modificaciones aprobadas por el COES, conjuntamente con una declaración jurada sobre las modificaciones incluidas en el Estudio respecto del original."*

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, el inciso 2 del numeral 9.13 del proyecto de modificación del PR-20 quedará redactado de la siguiente manera:

"9.13 Conclusión de la vigencia del Certificado de Conformidad del EPO

(...)

2. Cuando el proyecto no se conecte al Sistema hasta el año siguiente al año aprobado en el Certificado de Conformidad del EPO para su conexión, salvo que el Gestor del Proyecto haya obtenido el Certificado de Conformidad del EO dentro de dicho periodo o que haya iniciado el trámite para obtener tal certificado dentro de dicho periodo y lo obtenga, incluso en fecha posterior a la vigencia del EPO. En estos casos, la vigencia del Certificado de Conformidad del EPO se extiende por la misma vigencia del Certificado de Conformidad del EO. Para aquellos proyectos que desarrollen su EO por etapas, la vigencia de la Conformidad del EPO se extenderá hasta la vigencia de la Conformidad del EO de la etapa final a conectarse al SEIN.”

4.7 Comentario 7 de ENGIE (Procedimental)

Numeral 9.13, Inciso 3

Se solicita precisar en el numeral 9.13 inciso 3 lo siguiente:

“9.13 Conclusión de la vigencia del Certificado de Conformidad del EPO

(...)

3. Cuando se adviertan cambios en las características técnicas en las instalaciones o equipamiento proyectados, considerados **expresamente** en el EPO aprobado el **Certificado de Conformidad del EPO**.

En caso el Gestor del Proyecto informe al COES de modificaciones, incrementos o cambio de especificaciones, que se produjeron con posterioridad en las instalaciones o equipamientos **considerados expresamente** aprobados en el EPO **el Certificado de Conformidad del EPO** y sustente que estos representan iguales o mejores prestaciones, respecto a lo aprobado en el EPO, el COES, de estimarlo pertinente, podrá dispensarlo de presentar un nuevo EPO, manteniéndose la vigencia del EPO aprobado. En dicho caso, el Gestor del Proyecto deberá presentar el EPO **actualizando la Lista de Equipamiento y Características Técnicas aprobadas e incluyendo como Anexos los sustentos presentados con a** las modificaciones aprobadas por el COES, conjuntamente con una declaración jurada sobre las modificaciones incluidas en el Estudio respecto del original.

(...)”

Sustento:

Al tratarse de modificaciones, incrementos o cambio de especificaciones que representan iguales o mejores prestaciones, respecto a lo aprobado en el EPO;

no amerita presentar todo el expediente del EPO con dichas modificaciones, debe estar claro que se está dispensando de presentar un nuevo EPO.

Opinión del COES:

Sugerencia parcialmente aceptada

El término “Certificado de Conformidad” propuesto en la observación considera el uso correcto de un término que se encuentra en la definición del numeral 6.7 del PR-20.

De otro lado, la causal de conclusión de vigencia del EPO consignado en el inciso 3 del numeral 9.13 del PR-20 prepublicado, considera presentar una versión actualizada del EPO que incluye las modificaciones aprobadas, lo cual permitirá contar con una versión completa que estará a disposición de las empresas y los entes del sector eléctrico en caso soliciten una copia.

Por lo tanto, se sugiere modificar el inciso 3 del numeral 9.13 del PR-20 prepublicado, en el siguiente sentido:

*“9.13 Conclusión de la vigencia del Certificado de Conformidad del EPO
(...)”*

3. *Cuando se adviertan cambios en las características técnicas en las instalaciones o equipamiento proyectados, considerados expresamente en el **Certificado de Conformidad del EPO aprobado**.*

*En caso el Gestor del Proyecto informe al COES de modificaciones, incrementos o cambio de especificaciones, que se produjeron con posterioridad en las instalaciones o equipamientos **aprobados considerados** en el **Certificado de Conformidad del EPO**, y sustente **técnicamente** que estos representan iguales o mejores prestaciones, respecto a lo aprobado en el EPO, el COES, de estimarlo pertinente, podrá dispensarlo de presentar un nuevo EPO, manteniéndose la vigencia del EPO aprobado. En dicho caso, el Gestor del Proyecto deberá presentar el EPO con las modificaciones aprobadas por el COES, conjuntamente con una declaración jurada sobre las modificaciones incluidas en el Estudio respecto del original.”*

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, el inciso 3 del numeral 9.13 del proyecto de modificación del PR-20 quedará redactado de la siguiente manera:

“9.13 Conclusión de la vigencia del Certificado de Conformidad del EPO

(...)

3. Cuando se adviertan cambios de las características técnicas en las instalaciones o equipamiento proyectados, considerados expresamente en el Certificado de Conformidad del EPO.

En caso el Gestor del Proyecto informe al COES de modificaciones, incrementos o cambio de especificaciones, que se produjeron con posterioridad en las instalaciones o equipamientos considerados en el Certificado de Conformidad del EPO, y sustente técnicamente que estos representan iguales o mejores prestaciones, respecto a lo aprobado en el EPO, el COES, de estimarlo pertinente, podrá dispensarlo de presentar un nuevo EPO, manteniéndose la vigencia del EPO aprobado. En dicho caso, el Gestor del Proyecto deberá presentar el EPO con las modificaciones aprobadas por el COES, conjuntamente con una declaración jurada sobre las modificaciones incluidas en el Estudio respecto del original."

4.8 Comentario 8 (ENGIE) Procedimental

Numeral 9.13, Inciso 5

Se sugiere modificar el siguiente párrafo de acuerdo con:

"9.13 Conclusión de la vigencia del Certificado de Conformidad del EPO

(...)

- .5. Cuando se haya modificado o se advierta una condición del Sistema o futura modificación de las características técnicas del Punto de Conexión aprobado en el EPO, y que el COES determine, **con el debido sustento**, que esto hace inviable **técnicamente** la conexión del proyecto.

En caso de retrasos de la puesta en operación comercial de proyectos del Plan de Transmisión, la vigencia del EPO se puede ampliar hasta por dos años adicionales a la fecha que se prevé el ingreso de la instalación del Plan de Transmisión.

(...)

*El Gestor de un Proyecto que cuente con un EPO vigente, está habilitado a presentar un nuevo EPO por el mismo proyecto por una única vez sin que el EPO original pierda su vigencia. En este caso, el EPO original mantendrá su vigencia por el periodo previsto en su certificado de aprobación, o esta caducará cuando se apruebe el nuevo EPO, en caso esto sucediera durante el periodo mencionado. En ningún caso, **salvo la excepción del inciso 5**, se ampliará la vigencia del EPO original más allá del periodo previsto en su*

certificado de aprobación, ni se mantendrán dos EPOs vigentes por el mismo proyecto. El nuevo EPO no tomará en cuenta las instalaciones del EPO original en la base de datos de la red. Si luego de la aprobación del nuevo EPO, el Gestor del Proyecto comunicara o presentara un tercer EPO por el mismo proyecto, se le solicitará que renuncie al EPO vigente como condición para revisar el tercer EPO. Para todos los efectos, este tercer EPO se considerará como un nuevo proyecto.”

Sustento:

Para la conclusión de vigencia del EPO bajo este supuesto, es necesario que el COES sustente técnicamente las razones que hacen inviable la conexión del proyecto. Asimismo, se sugiere incluir una prórroga de dos años, similar a la que se propone para mantener la vigencia de los EPOs de los proyectos del Plan de Transmisión, de la vigencia de los EPOs de proyectos que tienen como punto de conexión instalaciones del Plan de Transmisión, para evitar que pierdan vigencia y se tenga que gestionar un nuevo EPO en caso de retrasos en la puesta en servicio de los proyectos del Plan de Transmisión, lo cual es ajeno al desarrollo e implementación de los proyectos.

Opinión del COES

Sugerencia parcialmente aceptada.

La causal de conclusión de vigencia del EPO establecida en el inciso 5 del numeral 9.13 solo está prevista para los casos de cambios en las “características técnicas” en el Punto de Conexión, en consecuencia, para que el COES determine si la causal hace inviable la conexión de un proyecto, deberá haber realizado previamente una evaluación “técnica” a partir de la información proporcionada por el titular del Punto de Conexión.

De otro lado, en el numeral 9.14 del PR-20 prepublicado se establece que para los EPOs elaborados por el COES en el Plan de Transmisión se considere una vigencia de dos años posteriores del año de conexión al SEIN; no obstante, a los EPOs de otros proyectos les aplicará las causales de conclusión de vigencia establecidos en el numeral 9.13.

Por lo tanto, se sugiere modificar el inciso 5 del numeral 9.13 del PR-20 prepublicado, en el siguiente sentido:

*“9.13 Conclusión de la vigencia del Certificado de Conformidad del EPO
(...)*

- 5. Cuando se haya modificado o se advierta una condición del Sistema o futura modificación de las características técnicas del Punto de Conexión aprobado en el EPO, y que el COES determine, que esto hace inviable **técnicamente** la conexión del proyecto.”*

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, el inciso 5 del numeral 9.13 del proyecto de modificación del PR-20 quedará redactado de la siguiente manera:

*"9.13 Conclusión de la vigencia del Certificado de Conformidad del EPO
(...)*

- 5. Cuando se haya modificado o se advierta una condición del Sistema o futura modificación de las características técnicas del Punto de Conexión aprobado en el EPO, y que el COES determine, que esto hace inviable técnicamente la conexión del proyecto."*

4.9 Comentario 9 de ENGIE (Procedimental)

Numeral 9.14

Se sugiere modificar el siguiente párrafo de acuerdo con:

"9.14 EPOs elaborados por el COES, incluidos en los anteproyectos del Plan de Transmisión

En la propuesta del Plan de Transmisión que elabore el COES conforme a lo dispuesto en el Reglamento de Transmisión, deberá incluir los EPOs de los anteproyectos contemplados en dicho Plan.

Para tal efecto, en la fecha de presentación de la Propuesta del Plan de Transmisión, por parte del COES, este deberá remitir los EPOs de los anteproyectos a los Terceros Involucrados, quienes tendrán un plazo de veinte (20) días hábiles para comunicar al COES sus observaciones.

*Posteriormente, el COES tendrá un plazo de veinticinco (25) días hábiles para remitir a los Terceros Involucrados la absolución de observaciones. Los Terceros Involucrados tendrán un plazo de diez (10) días hábiles para comunicar al COES sus observaciones a la absolución de observaciones. El COES publicará la Propuesta Definitiva del Plan de Transmisión, considerando la absolución de las observaciones formuladas por los Terceros Involucrados, **debidamente sustentados.***

(...)"

Sustento:

Se hace la precisión, debido a que es necesario, por transparencia, el sustento de la no aceptación de los comentarios de los Terceros Involucrados.

Opinión del COES

Sugerencia parcialmente aceptada.

En concordancia con la obligación del COES establecida en el inciso 7 del numeral 8.1, el COES deberá determinar la pertinencia de las observaciones de los Terceros Involucrados que no hayan sido absueltas por el COES.

Por lo tanto, se sugiere modificar el numeral 9.14 del PR-20 prepublicado, en el siguiente sentido:

"9.14 EPOs elaborados por el COES, incluidos en los anteproyectos del Plan de Transmisión

(...)

*Posteriormente, el COES tendrá un plazo de veinticinco (25) días hábiles para remitir a los Terceros Involucrados la absolución de observaciones. Los Terceros Involucrados tendrán un plazo de diez (10) días hábiles para comunicar al COES sus observaciones a la absolución de observaciones. El COES publicará la Propuesta Definitiva del Plan de Transmisión, considerando ~~la absolución de~~ las observaciones **pertinentes** formuladas por los Terceros Involucrados, **explicando el sustento de las observaciones no tomadas en cuenta.**"*

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, del numeral 9.14 del proyecto de modificación del PR-20 quedará redactado de la siguiente manera:

"9.14 EPOs elaborados por el COES, incluidos en los anteproyectos del Plan de Transmisión

(...)

Posteriormente, el COES tendrá un plazo de veinticinco (25) días hábiles para remitir a los Terceros Involucrados la absolución de observaciones. Los Terceros Involucrados tendrán un plazo de diez (10) días hábiles para comunicar al COES sus observaciones a la absolución de observaciones. El COES publicará la Propuesta Definitiva del Plan de Transmisión, considerando las observaciones pertinentes formuladas por los Terceros Involucrados, explicando el sustento de las observaciones no tomadas en cuenta."

4.10 Comentario 10 de ENGIE (Procedimental)

Numeral 10.6

Se solicita precisar en el numeral 10.6 lo siguiente:

"10.6 Alcance del EO

(...)

*El documento de alcances del EO emitido por el COES tendrá una validez de seis (06) meses, tiempo en que el Gestor del Proyecto deberá presentar el EO. En proyectos cuya complejidad técnica lo amerite, el COES podrá establecer un plazo de validez mayor, a solicitud del Gestor del Proyecto expresado en su carta de solicitud de alcances, **o un plazo de validez diferenciado para el alcance de EOs que sean gestionados de manera independiente para cada etapa de ingreso del proyecto al SEIN.** El plazo de validez del documento de alcances del EO es improrrogable. Los proyectos e instalaciones indicados en el inciso 4 del numeral 10.7 que surjan con posterioridad a la emisión del documento del alcance hasta la presentación del EO, solo serán evaluados como casos adicionales a solicitud del COES, en los escenarios más relevantes para la operación segura y eficiente del SEIN, siempre que el EO haya sido presentado dentro del periodo de validez del documento de alcance.”*

Sustento:

En caso de gestionarse el proyecto de acuerdo con lo indicado en el inciso 5 del numeral 10.7, se podría requerir de un plazo de validez mayor de los alcances del EO para alguna etapa de ingreso del proyecto.

Opinión del COES

Sugerencia parcialmente aceptada.

El numeral 10.6 del PR-20 prepublicado prevé establecer una vigencia al documento de alcance de EO, con la posibilidad de extenderlo a solicitud del Gestor del Proyecto en caso el proyecto tenga una complejidad técnica. En ese sentido, esta posibilidad se extenderá a aquellos EO que sean propuestos en EO independientes por etapas. Asimismo, en concordancia con lo indicado en la respuesta del numeral 2.3, los EO que surjan durante este periodo no serán considerados en los análisis eléctricos del estudio siempre que el estudio sea presentado dentro del periodo de validez del documento de alcances.

Por lo tanto, se sugiere modificar el numeral 10.6 del PR-20 prepublicado, en el siguiente sentido:

“10.6 Alcance del EO

(...)

El documento de alcances del EO emitido por el COES tendrá una validez de seis (06) meses, tiempo en que el Gestor del Proyecto deberá presentar el EO. En proyectos cuya complejidad técnica lo

amerite o en proyectos con EOs independientes propuestos por etapas, el COES podrá establecer un plazo de validez mayor, a solicitud del Gestor del Proyecto expresado en su carta de solicitud de alcances. El plazo de validez del documento de alcances del EO es improrrogable. Los proyectos e instalaciones indicados en el inciso 4 del numeral 10.7 que surjan con posterioridad a la emisión del documento del alcance hasta la presentación del EO, ~~solo serán evaluados como casos adicionales a solicitud del COES, en los escenarios más relevantes para la operación segura y eficiente del SEIN~~ no serán considerados en los análisis eléctricos del estudio, siempre que el EO haya sido presentado dentro del periodo de validez del documento de alcance.”

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, del numeral 10.6 del proyecto de modificación del PR-20 quedará redactado de la siguiente manera:

“10.6 Alcance del EO

(...)

El documento de alcances del EO emitido por el COES tendrá una validez de seis (06) meses, tiempo en que el Gestor del Proyecto deberá presentar el EO. En proyectos cuya complejidad técnica lo amerite o en proyectos con EOs independientes propuestos por etapas, el COES podrá establecer un plazo de validez mayor, a solicitud del Gestor del Proyecto expresado en su carta de solicitud de alcances. El plazo de validez del documento de alcances del EO es improrrogable. Los proyectos e instalaciones indicados en el inciso 4 del numeral 10.7 que surjan con posterioridad a la emisión del documento del alcance hasta la presentación del EO, no serán considerados en los análisis eléctricos del estudio, siempre que el EO haya sido presentado dentro del periodo de validez del documento de alcance...”

4.11 Comentario 11 (ENGIE) Procedimental

Numeral 10.9

Se sugiere agregar el siguiente párrafo al numeral 10.9:

“10.9 Trámite para la obtención del Certificado de Conformidad del EO

(...)

En el caso de proyectos de generación con energías renovables no convencionales, cuyo EPO se haya aprobado de manera excepcional con la implementación temporal de esquemas

especiales de desconexión/reducción automática de su generación para controlar sobrecargas en condiciones normales ("N"), que estarán habilitados hasta la puesta en servicio del proyecto del Plan de Transmisión que levanta la restricción según se haya identificado en el EPO, y que dicho proyecto del Plan de Transmisión no se ha puesto en servicio, o cuando en el EO se identifique una situación similar; el COES aprobará el EO y para la programación de la operación diaria adoptará como criterio que el control de las sobrecargas se programe y coordine sólo con la limitación de la generación de los nuevos proyectos de generación que provoquen las sobrecargas, así mismo dichos periodos con restricciones de generación no serán consideradas situaciones de congestión"

Sustento:

Dado que el PR-20 establece que el ingreso de nuevos proyectos de generación no debe provocar sobrecargas en la red de transmisión, la aprobación del EO y autorización de conexión de nuevos proyectos de generación con esquemas especiales de desconexión/reducción automática de generación para controlar sobrecargas en condiciones normales ("N") corresponde a una situación excepcional y, por lo tanto, para permitir ello sin ocasionar un impacto negativo para la operación del SEIN es necesario establecer en el PR-20 un criterio de reducción de generación para el control de sobrecargas que no afecte a la producción de las centrales de generación existentes y que no impacte el cálculo de los costos marginales de corto plazo.

Adicional a lo indicado, el problema identificado también podría incrementar la prima RER correspondiente a las centrales adjudicadas en subastas.

Opinión del COES

Sugerencia parcialmente aceptada.

En los EPO de los proyectos CGNC, que se encuentran en un escenario de simultaneidad y que concurren en una misma zona de influencia, se evalúa el impacto conjunto de las centrales con la finalidad de determinar el equipamiento y los requerimientos técnicos necesarios para una conexión segura y eficiente al SEIN.

Si como resultado de esta evaluación se determina la necesidad de implementar un Esquema de Control Centralizado (el esquema) y sus respectivos medios de comunicación, la cual cuenta con la capacidad de desconectar y/o reducir automáticamente la generación conjunta, así como de monitorear a las instalaciones de transmisión en la zona de influencia, entonces dicho equipamiento será incluido en la lista de instalaciones aprobadas en el EPO. Asimismo, en esta lista se incluye como requerimiento

técnico la de integrarse al esquema, lo cual sería aplicable para aquellos proyectos que no activaron la necesidad de implementación del mismo.

Tanto el equipamiento del esquema como el requerimiento técnico de integrarse a este son incluidas en la lista de instalaciones aprobadas en el EPO dado que en esta etapa no es posible predecir la secuencia de ingreso de los proyectos concurrentes, así como determinar cuál será el proyecto que active la necesidad de implementación del esquema.

Es en la etapa del EO donde se evalúa la necesidad del esquema, en ese sentido, los demás proyectos que fueron evaluados en el EPO deberán integrarse a este. En ese sentido, la limitación de generación para el control de las eventuales sobrecargas que pudieran presentarse, tanto en la operación normal o en condiciones de contingencias, serán atendidas en primera instancia por el esquema a fin de optimizar el rendimiento de la operación de las CGNC, emitiendo comandos de control para la reducción de generación o de desconexión por medio de la ejecución de disparos.

Ver opinión del COES al Comentario 3 de ENGIE y Comentario 119 de ENEL.

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Asimismo, se complementa con el análisis de Osinerghmin al Comentario 3 de ENGIE y Comentario 119 de ENEL GENERACIÓN.

4.12 Comentario 12 de ENGIE (Procedimental)

Numeral 11.2

Comentario/Observación:

Se sugiere modificar el texto de la siguiente manera:

“11.2 Condiciones para iniciar el trámite de integración de instalaciones al SEIN

Para iniciar el trámite de integración de instalaciones al SEIN, el Titular de la Instalación deberá contar con Conformidad del EO y EPO vigentes, en caso de ser aplicable según el numeral 2 del presente procedimiento.

(...)”

Sustento:

Para el trámite de integración solo debe considerarse contar con el EO vigente, debido a que con los estudios que se presentan en el EO se garantiza que el proyecto no impactará negativamente en la operación del SEIN. Consideramos suficiente verificar la vigencia del EPO para la presentación del EO. Mantener la vigencia del EPO hasta la solicitud de integración de

instalaciones al SEIN puede provocar la presentación innecesaria de muchos EPOs y retrasos en los cronogramas de los proyectos. Asimismo, de acuerdo con el numeral 2 de la sección 9.13 de la propuesta, la vigencia del Certificado de Conformidad del EPO se extiende por la misma vigencia del Certificado de Conformidad del EO, por lo que el EPO siempre tendrá la vigencia del EO.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

La causal de conclusión de vigencia de EPO establecido en el inciso 2 del PR-20 prepublicado considera extender la vigencia del EPO hasta la vigencia del EO. Por lo tanto, un requisito para iniciar el trámite de integración es precisamente contar con la Conformidad del EO y EPO vigentes.

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

4.13 Comentario 13 (ENGIE) Procedimental

Número 11.5

Se sugiere modificar el siguiente párrafo de acuerdo con:

“11.5 Ejecución de las Pruebas de Puesta en Servicio

- 1. Durante las Pruebas de Puesta en Servicio de instalaciones de generación, la energía producida solo podrá ser comercializada en el Mercado de Corto Plazo en los casos en que los titulares tengan la condición de Integrantes Registrados del COES, constituyendo este supuesto una excepción conforme a lo previsto en el Procedimiento Técnico del COES N° 02 “Condiciones de Participación en el Mercado Mayorista de Electricidad”.*
- 2. La duración máxima de las pruebas será:*
 - (i) Diez (10) días calendario en el caso de instalaciones de transmisión, (ii) Dos (2) meses, en el caso de instalaciones de generación convencional y (iii) en el caso de Centrales de Generación No Convencional (CGNC), **Sistemas de Almacenamiento de Energy con Baterías (BESS)** e instalaciones de demanda, la duración de las pruebas será propuesta por el Titular de la Instalación y aprobado por el COES en la autorización de conexión para Pruebas de Puesta en Servicio. **Esta duración máxima de pruebas podrá ampliarse a solicitud del Gestor del Proyecto previo sustento, para lo cual sólo será necesario que el Gestor del Proyecto lo informe al COES mediante carta.***

(...)”

Sustento:

Se debe incluir a los sistemas BESS en la determinación de la duración máxima de las pruebas de puesta en servicio de dichos equipos. Adicionalmente, se propone regular como se deben gestionar las solicitudes de ampliación del plazo de duración de las pruebas, que pueden presentarse por diferentes causas.

Opinión del COES

Sugerencia aceptada.

El inciso 2 del numeral 11.5 del PR-20 prepublicado, no establece el tiempo para el desarrollo de las Pruebas de Puesta en Servicio de los Sistemas de Almacenamiento de Energía Activa. Asimismo, los retrasos en el desarrollo de las Pruebas de Puesta en Servicio es una situación muy probable de ocurrir; no obstante, deberá ser solicitada por el Titular de la Instalación al COES con el debido sustento.

Por lo tanto, se sugiere modificar el inciso 2 del numeral 11.5 del PR-20 prepublicado, en el siguiente sentido:

“11.5 *Ejecución de las Pruebas de Puesta en Servicio*

(...) ”

2. *La duración máxima de las pruebas será: (i) Diez (10) días calendario en el caso de instalaciones de transmisión, (ii) Dos (2) meses, en el caso de instalaciones de generación convencional y (iii) en el caso de Centrales de Generación **No Convencional (CGNC), sistema de almacenamiento de energía activa e instalaciones de demanda, la duración de las pruebas será propuesta por el Titular de la Instalación y aprobado por el COES en la autorización de conexión para Pruebas de Puesta en Servicio. Esta duración podrá ampliarse a solicitud del Gestor del Proyecto al COES con el debido sustento. Presentada la solicitud, el COES tiene un plazo de 5 días hábiles para pronunciarse.***”

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, el inciso 2 del numeral 11.5 del proyecto de modificación del PR-20 quedará redactado de la siguiente manera:

“11.5 *Ejecución de las Pruebas de Puesta en Servicio*

(...) ”

2. La duración máxima de las pruebas será: (i) Diez (10) días calendario en el caso de instalaciones de transmisión, (ii) Dos (2) meses, en el caso de instalaciones de generación convencional y (iii) en el caso de Centrales de Generación No Convencional (CGNC), sistema de almacenamiento de energía activa e instalaciones de demanda, la duración de las pruebas será propuesta por el Titular de la Instalación y aprobado por el COES en la autorización de conexión para Pruebas de Puesta en Servicio. Esta duración podrá ampliarse a solicitud del Gestor del Proyecto al COES con el debido sustento. Presentada la solicitud, el COES tiene un plazo de 5 días hábiles para pronunciarse.”

4.14 Comentario 14 de ENGIE (Procedimental)

Numeral 11.7

Comentario/Observación:

Se debe de incluir el modelo de las fichas técnicas que presentarán los proyectos con instalaciones de sistemas BESS.

Opinión del COES

Sugerencia aceptada

La propuesta de modificación del PR-20, remitido a Osinerghmin ya incluye un modelo de Ficha Técnica para los sistemas de almacenamiento de energía activa.

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, en la propuesta final de modificación del PR-20 se incluirá una ficha Técnica para los sistemas de almacenamiento de energía activa.

4.15 Comentario 15 de ENGIE (Procedimental (SGI))

Numeral 11.7.1

Se sugiere modificar el siguiente párrafo de acuerdo con:

“11.7 *Modificación de las Fichas Técnicas*

- 11.7.1 *La solicitud de modificación de las Fichas Técnicas comprendidas en el Apéndice A, del Anexo 4 del presente procedimiento se presenta ante el COES, quien tiene un plazo de quince (15) días hábiles para aprobar la modificación de la Ficha Técnica, o en caso contrario, formular observaciones, las cuales deberán ser subsanadas en un plazo máximo de diez (10) días hábiles.*

*Presentada la subsanación, el COES tiene un plazo de quince (15) días hábiles para aprobar la modificación de la Ficha Técnica. En caso no se haya cumplido con subsanar las observaciones o vencido el plazo para dicho fin, el COES ~~desaprobará~~ **rechazará** la solicitud. Así también, de encontrarlo oportuno, el titular de las instalaciones podrá solicitar nuevamente la modificación de la Ficha Técnica.*

(...)”

Sustento:

Se sugiere la modificación para una mejor interpretación del numeral.

Opinión del COES

Sugerencia aceptada.

En el numeral 11.7.1 del PR-20 prepublicado se indica que en caso el Titular de la Instalación no absuelva las observaciones a su solicitud de modificación de la Ficha Técnica, el COES **desaprobará** la solicitud, lo cual no es concordante con el hecho de que el Titular de la Instalación podrá solicitar nuevamente la modificación de la Ficha Técnica.

Por lo tanto, se sugiere modificar el numeral 11.7.1 del PR-20 prepublicado, en el siguiente sentido:

“11.7 *Modificación de las Fichas Técnicas*

(...)

11.7.1. *Presentada la subsanación, el COES tiene un plazo de quince (15) días hábiles para aprobar la modificación de la Ficha Técnica. En caso no se haya cumplido con subsanar las observaciones o vencido el plazo para dicho fin, el COES **rechazará** ~~desaprobará~~ la solicitud. Así también, de encontrarlo oportuno, el titular de las instalaciones podrá solicitar nuevamente la modificación de la Ficha Técnica.”*

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, el numeral 11.7.1 del proyecto de modificación del PR-20 quedará redactado de la siguiente manera:

“11.7.1 *Presentada la subsanación, el COES tiene un plazo de quince (15) días hábiles para aprobar la modificación de la Ficha Técnica. En caso no se haya cumplido con subsanar las observaciones o vencido el plazo para dicho fin, el COES rechazará la solicitud. Así también, de encontrarlo oportuno, el titular de las instalaciones podrá solicitar nuevamente la modificación de la Ficha Técnica.”*

4.16 Comentario 16 de ENGIE (Procedimental)

Numeral 11.9

Se solicita precisar en el numeral 11.9 lo siguiente:

“11.9 Pruebas de Homologación

*Para las unidades de las CGC, las CGNC, **los equipos FACTS** y sistemas de almacenamiento de energía activa se deberán realizar las pruebas de homologación referidas en el Anexo 5 del presente procedimiento.*

*En el caso de las CGNC que ingresen por etapas **y el tiempo transcurrido entre etapas sea mayor a 6 meses**, las pruebas de homologación deberán ser realizadas para cada etapa definida en el EO, **de lo contrario podrían ser realizadas en la última etapa definida en el EO.***

De considerarlo pertinente, el COES podrá designar un representante para que participe como veedor en la ejecución de las pruebas de homologación. En este supuesto, al culminar las referidas pruebas, el representante del Titular de la Instalación y el representante del COES suscribirán un Acta en la que se deje constancia de las pruebas realizadas y la fecha de su culminación.

(...)

En caso de que los titulares de las instalaciones no cumplan con lo señalado en la presente disposición, el COES lo comunicará a OSINERGMIN para las acciones de supervisión correspondientes.”

Sustento:

Se debe mantener en el texto los equipos FACTS de compensación reactiva a los cuales se hace referencia en el Anexo 5, los cuales cuentan con sistemas automáticos de control y modelos que los representan.

Tomando en cuenta que los tiempos de duración de las pruebas en CGNC, de la elaboración del informe de dichas pruebas, del trámite de aprobación de la Conformidad de Integración de instalaciones al SEIN y del propio Informe de Homologación, además de que el objeto del proceso de homologación es finalmente obtener los modelos matemáticos de los controladores de la CGNC, vemos innecesario repetir las pruebas de homologación para cada etapa del EO, salvo estas etapas se den finalmente en tiempos muy espaciados una de la otra. Por lo tanto, el Acta de pruebas de homologación solo se adjuntaría al Informe de Pruebas de Puesta en Servicio, en la etapa donde se ejecute las pruebas de homologación, de tal forma que no se condicione el inicio de Operación Comercial de las etapas a la ejecución de pruebas de homologación. El COES podría precisar un plazo máximo para la ejecución de las pruebas de homologación luego de la conexión de la primera

etapa, periodo durante el cual temporalmente se usarían los modelos matemáticos aprobados en el EO.

Opinión del COES

Sugerencia parcialmente aceptada.

Según lo indicado en el Anexo 5 del PR-20 prepublicado, los equipos FACTS deben ser considerados para las Pruebas de Homologación. De otro lado, se considera que estas pruebas deben realizarse para cada etapa del proyecto, caso contrario se corre el riesgo de no contar con el modelo homologado por varios meses según sea el número de etapas del EO, periodo en los cuales podría este ser requerido para un análisis más detallado, que no podría realizarse utilizando los modelos aprobados en el EO.

Por lo tanto, se sugiere modificar el numeral 11.8 del PR-20 prepublicado, en el siguiente sentido:

*"11.8 Pruebas de Homologación
(...)*

*Para las unidades de las CGC, las CGNC, **equipos FACTS** y sistemas de almacenamiento de energía activa se deberán realizar las pruebas de homologación referidas en el Anexo 5 del presente procedimiento."*

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, el numeral 11.8 (ahora numeral 11.9) del proyecto de modificación del PR-20 quedará redactado de la siguiente manera:

*"11.9 Pruebas de Homologación
(...)*

Para las unidades de las CGC, las CGNC, equipos FACTS y sistemas de almacenamiento de energía activa se deberán realizar las pruebas de homologación referidas en el Anexo 5 del presente procedimiento."

4.17 Comentario 17 de ENGIE (Procedimental - (SGI))

Numeral 12.8

Se sugiere mantener el texto del segundo y tercer párrafo.

*"12.8 **Tratamiento de la Potencia Mínima***

Las nuevas Unidades de Generación hidroeléctrica y termoeléctrica en cada uno de sus Modos de Operación, contarán con un plazo máximo de (1) mes para realizar sus ensayos de la Potencia Mínima,

contado a partir de la aprobación de la Operación Comercial, de acuerdo con lo establecido en el Procedimiento Técnico del COES N° 04 "Ensayos para la Determinación de la Potencia Mínima de las Unidades de Generación del SEIN" (PR-04).

Desde el inicio de Operación Comercial y hasta la determinación de la Potencia Mínima, o hasta que se cumplan el plazo referido en el párrafo precedente, lo que ocurra primero, se utilizará el valor de Potencia Mínima declarado por el Titular de la Central de Generación en su solicitud para la obtención de la Conformidad del Inicio de Operación Comercial.

En caso de que el Titular de la Central de Generación no realice los ensayos de Potencia Mínima dentro del plazo antes señalado, se aplicará lo dispuesto en el PR-04."

Sustento:

No se ha indicado sustento para la eliminación de estos párrafos.

Opinión del COES

Sugerencia aceptada.

Cabe señalar que los párrafos observados no fueron eliminados, solamente, no fueron incluidos en la Prepublicación dado que no fueron modificados. No obstante, a continuación, se adjunta el texto completo del numeral 12.8:

"12.8 Tratamiento de la Potencia Mínima

Las nuevas Unidades de Generación hidroeléctrica y termoeléctrica en cada uno de sus Modos de Operación, contarán con un plazo máximo de un (1) mes para realizar sus ensayos de la Potencia Mínima, contado a partir de la aprobación de la Operación Comercial, de acuerdo con lo establecido en el Procedimiento Técnico del COES N° 04 "Ensayos para la Determinación de la Potencia Mínima de las Unidades de Generación del SEIN" (PR-04).

Desde el inicio de Operación Comercial y hasta la determinación de la Potencia Mínima, o hasta que se cumplan el plazo referido en el párrafo precedente, lo que ocurra primero, se utilizará el valor de Potencia Mínima declarado por el Titular de la Central de Generación en su solicitud para la obtención de la Conformidad del Inicio de Operación Comercial.

En caso de que el Titular de la Central de Generación no realice los ensayos de Potencia Mínima dentro del plazo antes señalado, se aplicará lo dispuesto en el Procedimiento Técnico del COES "Ensayos

para la Determinación de la Potencia Mínima de las Unidades de Generación del SEIN”.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, el numeral 12.8 del proyecto de modificación del PR-20 quedará redactado de la siguiente manera:

“12.8 Tratamiento de la Potencia Mínima

Las nuevas Unidades de Generación hidroeléctrica y termoeléctrica en cada uno de sus Modos de Operación, contarán con un plazo máximo de (1) mes para realizar sus ensayos de la Potencia Mínima, contado a partir de la aprobación de la Operación Comercial, de acuerdo con lo establecido en el Procedimiento Técnico del COES N° 04 “Ensayos para la Determinación de la Potencia Mínima de las Unidades de Generación del SEIN” (PR-04).

Desde el inicio de Operación Comercial y hasta la determinación de la Potencia Mínima, o hasta que se cumplan el plazo referido en el párrafo precedente, lo que ocurra primero, se utilizará el valor de Potencia Mínima declarado por el Titular de la Central de Generación en su solicitud para la obtención de la Conformidad del Inicio de Operación Comercial.

En caso de que el Titular de la Central de Generación no realice los ensayos de Potencia Mínima dentro del plazo antes señalado, se aplicará lo dispuesto en el Procedimiento Técnico del COES “Ensayos para la Determinación de la Potencia Mínima de las Unidades de Generación del SEIN”.

4.18 Comentario 18 de ENGIE (Procedimental)

Numeral 13.1

Se sugiere modificar el siguiente párrafo de acuerdo con:

“13.1 *Causales de suspensión de la Operación Comercial o Integración al SEIN*

(...)

- 1. Se determine que la documentación y/o información presentada por el Titular de la Instalación al COES para obtener la Conformidad de inicio de la Operación Comercial o integración de instalaciones al SEIN, es falsa e incorrecta.*

(...)”

Sustento:

Respecto al inciso 1, la suspensión solo debería aplicarse en caso de información falsa. En caso de identificarse información incorrecta el Gestor del Proyecto debería tener la opción de subsanarla.

Opinión del COES

Sugerencia parcialmente aceptada.

Si bien, la información “falsa” tiene un origen que no es verdadero y hasta mal intencionado y que difícilmente puede ser probado, la información “incorrecta” podría tener un origen verdadero y hasta no intencional con posibilidad de ser probado. Sin embargo, la palabra “incorrecta” también podría conllevar, en algunos casos a introducir un dato irreal de manera intencional, hasta que sea detectado por el COES que podría impactar en los procesos operativos y comerciales del COES. En ese sentido, consideramos no conveniente su retiro, no obstante, para evitar de que esta palabra pueda ser considerada como muy general y que pueda ser utilizada de manera discrecional, se propone precisar este término para aquellos casos en que se detecte que la información proporcionada por el titular no corresponda a la realidad.

Por lo tanto, se sugiere modificar el numeral 13.1 del PR-20 prepublicado, en el siguiente sentido:

“13.1 Causales de suspensión de la Operación Comercial o Integración al SEIN

(...)

- 1. Se determine que la documentación y/o información presentada por el Titular de la Instalación al COES para obtener la Conformidad de inicio de la Operación Comercial o integración de instalaciones al SEIN, es falsa ~~o incorrecta~~ o que no **corresponda a la realidad.***

(...)”

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, el numeral 13.1 del proyecto de modificación del PR-20 quedará redactado de la siguiente manera:

“13.1 Causales de suspensión de la Operación Comercial o Integración al SEIN

(...)

- 1. Se determine que la documentación y/o información presentada por el Titular de la Instalación al COES para obtener la Conformidad de inicio de la Operación Comercial o integración*

de instalaciones al SEIN, es falsa o que no corresponda a la realidad.

(...)"

4.19 Comentario 19 de ENGIE (Procedimental)

Numeral 13.3

Se sugiere modificar el siguiente párrafo de acuerdo con:

"13.3 Conclusión de la Operación Comercial dispuesta por el COES

El COES de oficio declarará la conclusión de Operación Comercial de una unidad o central de generación cuando se produzca cualquiera de las siguientes causales:

- 1. Cuando por cualquier causa, incluidos los eventos de fuerza mayor, la unidad o central de generación no se encuentre disponible para su operación en el SEIN, por más de tres (3) meses consecutivos.*

Se exceptúan de esta causal:

- I) Las centrales que solo operan en modo de Cogeneración y que por sus propias características técnicas operan en el SEIN en forma estacional.*
- II) El Participante Generador que tiene una única unidad o central de generación en Operación Comercial, siempre que, antes de cumplirse los tres (3) meses de indisponibilidad, comunique al COES su renuncia expresa al derecho de que su unidad o central de generación cuente con Ingresos por Potencia durante el periodo en el que no va a estar disponible para operar en el SEIN, para lo cual, se le considerará una Potencia Firme igual a cero; y, constituya garantías conforme a lo dispuesto en el Procedimiento Técnico del COES N° 46 "Garantías y constitución de fideicomisos para el Mercado Mayorista de Electricidad" o la norma que lo reemplace, las cuales deberán mantenerse vigentes durante el periodo en el que la unidad o central de generación no va a estar disponible para operar en el SEIN. **En este caso, durante el periodo de renuncia a los Ingresos por Potencia no se acumulará indisponibilidad fortuita ni se afectará el factor K.***

(...)

En el caso de que la Conclusión de Operación Comercial haya sido dispuesta por el COES en aplicación del inciso 1, y mientras que la unidad o central de generación continúe integrada al SEIN, el

*levantamiento de la Conclusión de Operación Comercial se tramitará con la solicitud del Titular de la Instalación confirmando la disponibilidad de su unidad o central, **a dicha solicitud se debe adjuntando adjuntar** un informe de sustento con **la descripción de las pruebas de operatividad correspondientes realizadas, las cuales serán incluidas en los programas semanal y diario a solicitud del titular de la unidad o central. Presentada la solicitud,** el COES emitirá su pronunciamiento en un plazo no mayor a quince ~~(15)~~ **diez (10)** días hábiles luego de emitida la solicitud.*

(...)”

Sustento:

Es necesario hacer la primera precisión para facilitar que los generadores con una única central y/o unidad que se acogen a esta medida no vean afectados sus ingresos por potencia.

Asimismo, la segunda precisión es necesaria para aclarar el contenido que deberá tener el informe de pruebas de operatividad que se presentará con la solicitud de levantamiento de Conclusión de Operación Comercial y como serán programadas dichas pruebas.

Finalmente, se solicita disminuir el tiempo de respuesta del COES a un plazo similar al de las solicitudes de Inicio de Operación Comercial.

Opinión del COES

Sugerencia parcialmente aceptada.

En el PR-20 no se puede establecer el tratamiento de la indisponibilidad fortuita, por lo tanto, se sugiere no aceptar esa propuesta.

Sobre la precisión del contenido del informe de pruebas, para una mayor claridad, se sugiere modificar el numeral 13.3 del PR-20 prepublicado, en el siguiente sentido:

“13.3 Conclusión de la Operación Comercial dispuesta por el COES
(...)”

*En el caso de que la Conclusión de Operación Comercial haya sido dispuesta por el COES en aplicación del inciso 1, y mientras que la unidad o central de generación continúe integrada al SEIN, el levantamiento de la Conclusión de Operación Comercial se tramitará con la solicitud del Titular de la Instalación confirmando la disponibilidad de su unidad o central, **a dicha solicitud se debe***

~~adjuntando adjuntar~~ un informe de sustento con **la descripción de las pruebas de operatividad correspondientes realizadas, indicadas en los numerales 2.4 y 2.5 del Anexo 4, según corresponda. las cuales serán incluidas en los programas semanal y diario a solicitud del titular de la unidad o central. Presentada la solicitud, el** COES emitirá su pronunciamiento en un plazo no mayor a ~~quince (15)~~ **diez (10)** días hábiles luego de emitida la solicitud.

(...)"

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, el numeral 13.3 del proyecto de modificación del PR-20 quedará redactado de la siguiente manera:

"13.3 Conclusión de la Operación Comercial dispuesta por el COES

(...)"

En el caso de que la Conclusión de Operación Comercial haya sido dispuesta por el COES en aplicación del inciso 1, y mientras que la unidad o central de generación continúe integrada al SEIN, el levantamiento de la Conclusión de Operación Comercial se tramitará con la solicitud del Titular de la Instalación confirmando la disponibilidad de su unidad o central, a dicha solicitud se debe adjuntar un informe de sustento con la descripción de las pruebas de operatividad realizadas, indicadas en los numerales 2.4 y 2.5 del Anexo 4, según corresponda. las cuales serán incluidas en los programas semanal y diario a solicitud del titular de la unidad o central. Presentada la solicitud, el COES emitirá su pronunciamiento en un plazo no mayor a diez (10) días hábiles luego de emitida la solicitud.

(...)"

4.20 Comentario 20 de ENGIE (Procedimental)

Numeral 13.4.1

Se sugiere modificar el texto de la siguiente manera:

"13.4.1 En el caso de unidades o centrales de generación cuya potencia instalada sea igual o mayor a la potencia señalada en el Reglamento del COES para calificar como integrante obligatorio del COES, el Titular de la Instalación podrá solicitar la Conclusión de la Operación Comercial, para lo cual deberá presentar una solicitud ~~que contenga~~

~~lo siguiente:~~ **con la identificación de la unidad de generación y la fecha de conclusión de operación comercial de la unidad de generación.**

- ~~1.- Identificación de la unidad de generación sobre la cual se solicita la Conclusión de la Operación Comercial.~~
- ~~2.- Acto administrativo expreso de la autoridad competente que apruebe la renuncia a la concesión definitiva o autorización de generación; o que modifique la concesión definitiva o autorización de generación, de tal manera que la unidad de generación que cuenta con Conformidad de Operación Comercial ya no se encuentre comprendida dentro de los alcances de dicho título habilitante."~~

Sustento:

Debe ser una potestad del Titular de la unidad o central de generación, renunciar a la concesión definitiva o autorización de generación ya sea en forma total o parcial.

De acuerdo con los Artículos 69-A y 71 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, para renunciar a la autorización o concesión definitiva, se debe de comunicar el hecho al Ministerio con una anticipación no menor de 6 meses y no menor de un año, respectivamente. Es decir, se podría dar el caso ilógico de no contar con la concesión definitiva o autorización de generación y aún seguir en operación comercial, ya que piden primero la renuncia autorización y/o concesión.

Por otro lado, una unidad de generación podría operar en modo autogeneración por lo que no se le puede obligar a dicha centra a tener que renunciar a su título habilitante para que recién proceda a su retiro de operación comercial.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Cabe señalar que el literal a), del artículo 3 del Reglamento del COES establece los requisitos para ser Integrante Obligatorio del COES y precisa las responsabilidades de las empresas Integrantes en lo que respecta a la participación en el Mercado Mayorista, en ese sentido, señala entre otros que, son Integrantes Obligatorios los Generadores cuya potencia instalada sea mayor o igual a 50 MW.

En concordancia con esta disposición, el numeral 13.4.1 del PR-20 prepublicado, establece los requisitos que debe cumplir el titular para solicitar la Conclusión de Operación Comercial de aquellas centrales con potencia

mayor o igual a 50 MW, en ese sentido, en su inciso 2, solicita que se adjunte el Acto Administrativo mediante el cual la autoridad competente apruebe la renuncia a la Concesión Definitiva de la central de la central de generación. Caso contrario podría configurarse una situación de un titular de una central mayor a 50 MW sin Operación Comercial y conectada al SEIN, lo cual incumpliría el Reglamento del COES.

Por lo tanto, se sugiere no aceptar la propuesta de cambio.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

4.21 Comentario 21 de ENGIE (Procedimental)

Numeral 13.6

Se sugiere modificar el texto de la siguiente manera:

"13.6 Fecha efectiva para la conclusión de Operación Comercial

*En caso de emitirse la Conformidad de conclusión de Operación Comercial de la unidad o central de generación, el COES determinará la fecha a partir de la cual se hará efectiva, la cual ~~se fijará dentro del periodo de un año, contado a partir de la fecha en que fue emitida la decisión~~ **debe ser concordante con la fecha de aprobación de culminación de la concesión definitiva o autorización de generación aprobada por el MINEM.**"*

Sustento:

Sin perjuicio del comentario 20 y en caso no se acepte dicho comentario, la fecha de conclusión de operación comercial debería ser concordante con la fecha de aprobación de culminación del título habilitante emitido por el MINEM.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Según lo establecido en el numeral 13.6 del PR-20, en los casos de Conclusión de Operación Comercial a solicitud de parte que cuente con el Acto Administrativo emitido por la autoridad competente, que aprueba la culminación de la Concesión Definitiva o Autorización de generación aprobada por el MINEM, la fecha efectiva para la Conclusión de Operación Comercial surte efecto a partir del día siguiente de la decisión emitida por el COES, en ese caso no es posible considerar una fecha retroactiva.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

4.22 Comentario 22 de ENGIE (Estudios Eléctricos)

Anexo 1, Capítulo 2, Numeral 2.2

Se solicita precisar en el numeral 2.2 de Capítulo 2 del Anexo 1 lo siguiente:

“2.2 ALCANCE

(...)

*Las soluciones a los problemas de sobrecargas en líneas de transmisión y/o transformadores de potencia del STTN y STTR asociados a una instalación que se conecte por primera vez al SEIN, serán analizadas en el marco del Plan de Transmisión del periodo correspondiente, realizando las recomendaciones necesarias para asegurar la operatividad del SEIN. Las que correspondan a instalaciones del STL, serán analizadas en el EPO del proyecto que genera las sobrecargas. **La solución propuesta no debe afectar a los titulares de las instalaciones existentes y deberá contar con la conformidad del titular del equipo sobrecargado.**”*

Sustento:

Los proyectos desarrollados por Terceros deben proponer soluciones a los problemas de sobrecargas de instalaciones del STL que no ocasionen prejuicios a los titulares de las instalaciones existentes.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

En el numeral 8 del Anexo 2 del PR-20 se especifican los indicadores de desempeño en lo referido a las sobrecargas en las instalaciones de transmisión, que debe considerarse en el desarrollo de los EPO. En lo que respecta a la conformidad del titular del equipo sobrecargado, o denominado, Tercero Involucrado, este seguirá el trámite establecido en el numeral 9.8 del PR-20. En ese sentido, no se considera necesario incluir la precisión sugerida.

Por lo tanto, se sugiere no aceptar la propuesta de cambio.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

4.23 Comentario 23 de ENGIE (Líneas de Transmisión)

Anexo 1, Capítulo 2 Numeral 2.3.1

Se solicita aclarar y precisar en el numeral 2.3.1 del Capítulo 2 del Anexo 1 que los criterios descritos en la Tabla 2.1 sólo aplican a los STTR y que la nota 2) de dicha tabla define los criterios que aplican a los STL, según lo siguiente:

2.3.1 CRITERIOS PARA LA CONEXIÓN EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

(...)

- Las líneas de transmisión definidas como STTR ~~y STL~~ deberán cumplir con los criterios establecidos en la Tabla 2.1. De no poder cumplir con alguno de los criterios, el proyecto deberá conectarse a una de las subestaciones ubicadas al extremo de la línea.

(...)

Tabla 2.1. – Criterios a cumplir para el Seccionamiento de Líneas STTR ~~y STL~~

(...)

- El seccionamiento de líneas de transmisión del STL será evaluado en el Estudio de Pre Operatividad.

(...)"

Sustento:

Se debe retirar a las instalaciones del STL del quinto párrafo y del título de la Tabla 2.1, tal y como se indica en la Nota 2 de la Tabla 2.1, el seccionamiento de este tipo de instalaciones será evaluado en el EPO. Asimismo, el texto de la nota 2 debe ser redactado como el criterio a aplicarse en este tipo de instalaciones.

Tabla 2.1. – Criterios a cumplir para el Seccionamiento de Líneas STTR y STL

Ítem	Criterio	STTR (220 kV)
1	Potencia mínima de la conexión del proyecto (demanda o central de generación), para el seccionamiento de una línea.	Mínimo el 25% de la capacidad nominal de la línea a seccionar, al año de ingreso del proyecto.
2	Limitar el incremento de la longitud de la línea a seccionar (ver Figura 2.1).	El incremento de la longitud de la línea no debe superar el quince por ciento (15%).
3	Distancia mínima entre la subestación existente y el punto de seccionamiento. (ver Figura 2.2).	Mayor a 30 km
4	Conexión a un <u>enlace de Transmisión</u> ¹ conformado por más de un circuito. (ver Figura 2.3).	Se deberá implementar una configuración en "PI (π)", seccionando todos los circuitos que lo conforman.

Notas:

- Se podrán exceptuar de los criterios 1 y 3 a los proyectos del Sistema de Transmisión aprobados por el MINEM, o provenientes del Plan de Inversiones en Transmisión, aprobados por el OSINERGMIN.
- El seccionamiento de líneas de transmisión del STL será evaluado en el Estudio de Pre Operatividad.

Opinión del COES

Sugerencia aceptada.

Lo observado corresponde a un error de tipografía; en ese sentido, se debe modificar el numeral 2.3.1 y el título de la tabla 2.1 del capítulo 2 del Anexo 1. Asimismo, se incluyen los cambios en esta tabla como respuesta al

Comentario 4 de FENIX, Comentario 12 de la SNMPE, Comentarios 25 y 27 de ENEL, y Comentario 14 de INLAND.

"2.3.1 CRITERIOS PARA LA CONEXIÓN EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

(...)

- ~~Las líneas de transmisión del STTN existentes o líneas de proyectos del STTN aprobados en el Plan de Transmisión, solo podrán admitir la conexión de nuevas instalaciones en las subestaciones extremas.~~
- Las líneas de transmisión definidas como **STTN y STTR y STL** deberán cumplir con los criterios establecidos en la Tabla 2.1. De no poder cumplir con alguno de los criterios, el proyecto deberá conectarse a una de las subestaciones ubicadas al extremo de la línea.

(...)

- En caso la línea a seccionarse posea compensación serie, el titular de la nueva instalación (...).
- **El seccionamiento de líneas de transmisión del STL será evaluado en el Estudio de Pre-Operatividad.**

(...)

Tabla 2.1. – Criterios a cumplir para el Seccionamiento de Líneas **STTN y STTR y STL**

Ítem	Criterio	STTN (500 kV)	STTR (220 kV)
1	Potencia mínima de la conexión del proyecto (demanda o central de generación), para el seccionamiento de una línea.	Mínimo el 25% de la capacidad nominal de la línea a seccionar, al año de ingreso del proyecto.	
2	Limitar el incremento de la longitud de la línea a seccionar (ver Figura 2.1).	El incremento de la longitud de la línea no debe superar el quince por ciento (15%).	
3	Distancia mínima entre la subestación existente y el punto de seccionamiento. (ver Figura 2.2).	Mayor a 70 km	Mayor a 30 km
4	Conexión a un <u>enlace de Transmisión</u> ⁴ conformado por más de un circuito. (ver Figura 2.3).	Se deberá implementar una configuración en "PI (π)", seccionando todos los circuitos que lo conforman.	

Notas:

⁴ Enlace de Transmisión, es un sistema de transmisión que conecta a dos subestaciones.

1. Se podrán exceptuar de los criterios 1 y 3 a los proyectos del Sistema de Transmisión aprobados por el MINEM, o provenientes del Plan de Inversiones en Transmisión, aprobados por el OSINERGMIN.
- ~~2. El seccionamiento de líneas de transmisión del STL será evaluado en el Estudio de Pre-Operatividad.~~
2. **Por imposibilidad técnica se podrán flexibilizar los criterios de seccionamiento 1, 2 y 3. Para eso, el Gestor del Proyecto deberá sustentar tales imposibilidades y considerar en su EPO las medidas para solucionar los problemas técnicos que esto ocasionaría al SEIN.**

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, corresponde modificar el numeral 2.3.1 del Capítulo 2 del Anexo 1 del proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario y al Comentario 4 de FENIX, Comentario 12 de KALLPA, Comentarios 25 y 27 de ENEL, y Comentario 14 de INLAND:

"2.3.1 CRITERIOS PARA LA CONEXIÓN EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

(...)

- Las líneas de transmisión definidas como STTN y STTR deberán cumplir con los criterios establecidos en la Tabla 2.1. De no poder cumplir con alguno de los criterios, el proyecto deberá conectarse a una de las subestaciones ubicadas al extremo de la línea.

(...)

- En caso la línea a seccionarse posea compensación serie, el titular de la nueva instalación (...).
- El seccionamiento de líneas de transmisión del STL será evaluado en el Estudio de Pre-Operatividad.

(...)

Tabla 2.1. – Criterios a cumplir para el Seccionamiento de Líneas **STTN y STTR**

Ítem	Criterio	STTN (500 kV)	STTR (220 kV)
1	Potencia mínima de la conexión del proyecto (demanda o central de generación), para el seccionamiento de una línea.	Mínimo el 25% de la capacidad nominal de la línea a seccionar, al año de ingreso del proyecto.	
2	Limitar el incremento de la longitud de la línea a seccionar (ver Figura 2.1).	El incremento de la longitud de la línea no debe superar el quince por ciento (15%).	
3	Distancia mínima entre la subestación existente y el punto de seccionamiento. (ver Figura 2.2).	Mayor a 70 km	Mayor a 30 km

Ítem	Criterio	STTN (500 kV)	STTR (220 kV)
4	Conexión a un enlace de Transmisión ⁵ conformado por más de un circuito. (ver Figura 2.3).	Se deberá implementar una configuración en "PI (π)", seccionando todos los circuitos que lo conforman.	

Notas:

1. Se podrán exceptuar de los criterios 1 y 3 a los proyectos del Sistema de Transmisión aprobados por el MINEM, o provenientes del Plan de Inversiones en Transmisión, aprobados por el OSINERGMIN.
2. Por imposibilidad técnica se podrán flexibilizar los criterios de seccionamiento 1, 2 y 3. Para eso, el Gestor del Proyecto deberá sustentar tales imposibilidades y considerar en su EPO las medidas para solucionar los problemas técnicos que esto ocasionaría al SEIN."

4.24 Comentario 24 de ENGIE (Requisitos CGC y CGNC)

Anexo 1, Capítulo 2, Numeral 2.4.1

Comentario/Observación:

Se solicita precisar en el numeral 2.4.1 del Capítulo 2 del Anexo 1 lo siguiente. Adicionalmente, se debe precisar los criterios utilizados para definir los rangos de potencia nominal que se muestran en la Tabla 2.2

"2.4.1 POR CAPACIDAD DE LA CENTRAL

(...)

La potencia total (S_n) resultante en el Punto de Conexión al SEIN que forma parte del STTN y/o STTR que podrá inyectar una central de generación por medio del sistema de transmisión correspondiente, o las centrales de generación que se encuentren agrupadas en una misma zona, y que se conectan a los STTN y/o STTR por medio de un único sistema de transmisión, se encuentra delimitada por los rangos de potencia que se indican en la siguiente tabla, para los cuales le corresponde un nivel de tensión nominal. Ver Tabla 2.2.

Tabla 2.2. Punto de Conexión según Potencia Nominal

Potencia Nominal (MVA)	Punto de Conexión
$20 \text{ MVA} \leq S_n < 100 \text{ MVA}$	En 220 kV o 138 kV.
$100 \text{ MVA} \leq S_n < 250 \text{ MVA}$	En 220 kV.
$250 \text{ MVA} \leq S_n < 500 \text{ MVA}$	En 500 kV. En 220 kV (*).
$S_n \geq 500 \text{ MVA}$	En 500 kV (**).

(*) Se debe considerar un Sistema de Transmisión redundante (línea de doble terna) para su conexión al SEIN.

(**) Para potencias nominales mayores a 800 MVA, se debe considerar un Sistema de Transmisión redundante (línea de doble terna) para su conexión al SEIN.

⁵ Enlace de Transmisión, es un sistema de transmisión que conecta a dos subestaciones.

Lo anterior no aplica para la conexión de centrales en un Punto de Conexión al SEIN que forma parte del STL, en ese caso la conexión será evaluada en el Estudio de Pre Operatividad del proyecto.

(...)”

Sustento:

Se debe precisar que esta disposición sólo aplica para la conexión de centrales a instalaciones del STTN y/o STTR y también a que se refiere el término centrales de generación que se encuentren agrupadas en una misma zona, para determinar donde aplica. Asimismo, es necesario conocer los criterios utilizados para determinar el rango de potencias de la Tabla 2.2, con el fin de tener claridad de dichos criterios durante el desarrollo de los proyectos.

Además, la limitación por capacidad de la central no debería de aplicar a las instalaciones de los STL dado que estas requieren de mayor libertad para su diseño, que debe satisfacer en primer lugar las necesidades del proyecto y no debe ocasionar impacto negativo al SEIN.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

De acuerdo con el alcance del procedimiento, el cumplimiento es obligatorio para instalaciones que se conecten a sistemas de tensión mayor a 100 kV, sean estas del STTN, STTR o STL.

Respecto al término “centrales agrupadas que se encuentran en una misma zona”, se refiere al conjunto de centrales de generación, de un mismo titular o de titulares distintos, que prevén conectarse a un Punto de Conexión del SEIN, utilizando un solo sistema de transmisión para su enlace. Al respecto, debe cumplirse que la suma de la potencia total no deberá exceder los rangos de potencia según sea el nivel de tensión del Punto de Conexión seleccionado para la evacuación de su energía. En caso no se cumpla, los proyectos deberán considerar sistemas de transmisión independientes para su enlace al Punto de Conexión al SEIN.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

4.25 Comentario 25 de ENGIE (Requisitos CGC y CGNC)

Anexo 1, Capítulo 2 Numeral 2.4.2

Comentario/Observación:

Se solicita retirar la restricción “(*) *Sn máxima de cada transformador 150 MVA.*” para los transformadores de las CGNC y precisar lo indicado en el numeral 2.4.2 del Capítulo 2 del Anexo 1:

“2.4.2 POR CONFIGURACIÓN GENERADOR – TRANSFORMADOR

(...)

Las configuraciones permitidas para el conjunto generador–transformador de Centrales de Generación No Convencional (CGNC) son las siguientes:

Tabla 2.4 Rangos de potencia de CGNC

Potencia Nominal (MVA)	Configuraciones Permitidas
$20 \text{ MVA} \leq S_n \leq 150 \text{ MVA}$	(a) y (b)
$S_n > 150 \text{ MVA}$	(b)

—(*) *Sn máxima de cada transformador 150 MVA.*—

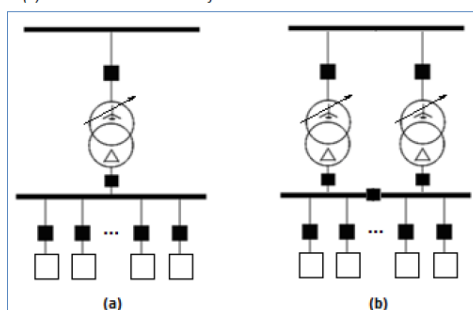


Figura 2.8. Configuraciones permitidas generador–transformador para CGNC

Otra configuración propuesta por el titular de la instalación será evaluada por el COES en el Estudio de Pre Operatividad.”

Sustento:

Se debe de retirar la restricción de S_n máxima para los transformadores de las centrales, debido a que no existe un sustento técnico para limitar la potencia de los transformadores a 150 MVA. En la actualidad existen varias instalaciones dentro del SEIN que cuentan con transformadores de mayor potencia, sin generar ningún impacto negativo sobre la operación del SEIN. Por el contrario, contar con transformadores de una mayor potencia les permite cumplir con los requerimientos de factor de potencia y mejorar la regulación de voltaje al tener menor impedancia.

Asimismo, se debe permitir implementar otras configuraciones para lograr un diseño óptimo de las instalaciones de transmisión, evitando incurrir en sobrecostos e implementando sólo las instalaciones que son requeridas de acuerdo con las necesidades del proyecto.

Opinión del COES

Sugerencia aceptada.

Se planteó un límite de capacidad con la finalidad de evitar la posibilidad de activación del ERACMF ante una desconexión intempestiva de estos equipos; sin embargo, el valor de activación actualmente se encuentra por encima de los 200 MW; por lo tanto, para no limitar el dimensionamiento de la capacidad de los transformadores de potencia se retirarán las configuraciones y la Tabla 2.4 del numeral 2.4.2 del Capítulo 2 del Anexo 1 del proyecto PR-20 prepublicado, a fin de que sean evaluadas en el estudio de Pre Operatividad.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, corresponde modificar el numeral 2.4.2 del Capítulo 2 del Anexo 1 del proyecto de modificación del PR-20 de acuerdo con lo siguiente:

“2.4.2 POR CONFIGURACIÓN GENERADOR – TRANSFORMADOR

(...)

- *Las configuraciones permitidas para el conjunto generador-transformador de Centrales de Generación No Convencional (CGNC) serán evaluadas en el Estudio de Pre-Operatividad.”*

4.26 Comentario 26 de ENGIE (Líneas de Transmisión)

Anexo 1, Capítulo 3, Numeral 3.2.2

Se solicita modificar en el ítem a del numeral 3.2.2 del Capítulo 3 del Anexo 1 lo siguiente:

“3.2.2 CAPACIDAD DE CORRIENTE DE LOS CONDUCTORES DE FASES

(...)

Para cumplir con las capacidades de transmisión de las líneas del STTN, STTR y STL (indicadas en la Tabla 3.1), la temperatura en los conductores de fase no debe superar el límite térmico de 75 °C() para las capacidades de transmisión indicadas y bajo las siguientes condiciones ambientales:*

*La temperatura máxima media en la ruta de la línea, que corresponde al promedio de las máximas anuales durante un período mínimo de **20 10** años.*

(...)”

Sustento:

Se propone modificar el período mínimo del promedio de las máximas anuales de 20 años a 10 años, debido a que no siempre se dispone de un histórico de temperaturas para ese periodo requerido.

Opinión del COES

Sugerencia aceptada.

Debido al cambio climático emplear registros de temperatura muy antiguos no van a representar la realidad; en ese sentido, se recomienda disminuir el periodo de registros de temperatura de 20 años a 10 años.

Por lo tanto, se sugiere modificar el literal a del numeral 3.2.2 del capítulo 3 del Anexo 1 del PR-20 prepublicado, en el siguiente sentido:

“3.2.2 CAPACIDAD DE CORRIENTE DE LOS CONDUCTORES DE FASES

(...)

a. Para cumplir con las capacidades de transmisión de las líneas del STTN, STTR y STL (indicadas en la Tabla 3.1), la temperatura en los conductores de fase no debe superar el límite térmico de 75 °C (*) para las capacidades de transmisión indicadas y bajo las siguientes condiciones ambientales:

- La temperatura máxima media en la ruta de la línea, que corresponde al promedio de las máximas anuales durante un período mínimo de **20 10** años.

(...)

Análisis de Osinergmin

La opinión del COES no justifica disminuir los años de información histórica de 20 a 10 debido a la ausencia de información histórica. En ese sentido, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

4.27 Comentario 27 de ENGIE (Líneas de Transmisión)

Anexo 1, Capítulo 3 Numeral 3.3.1

Se solicita precisar el numeral 3.3.1 del Capítulo 3 del Anexo 1 en lo siguiente:

“3.3.1 SECCIONES MÍNIMAS DE CONDUCTORES EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN LOCAL

Para líneas locales, **el número mínimo de conductores y la sección total mínima las secciones mínimas de conductores** (ACSR, AAAC, ACAR o similar) hasta una altitud de 1000 msnm, serán las indicadas en la Tabla 3.6.

Tabla 3.6 Número mínimo y sección total mínima de conductores de línea hasta 1000 msnm para STL

Tabla 3.6: Sección mínima de conductor de fase hasta 1000 msnm para STL

Tensión nominal	Número de conductores por fase	Costa	Selva
138 kV	1	150 mm ² (*)	120 mm ² (*)
220 kV	1	400 mm ²	380 mm ²
500 kV	4	355 mm ²	279 mm ²

(*) Para Instalaciones de Transmisión de Conexión (ITC) de 138 kV, la sección mínima será de 240 mm².

”

Sustento:

La sección mínima indicada para líneas en 138 y 220 kV no debe limitarse solo a 1 conductor por fase, ya que no existe un sustento técnico para ello.

El diseño de las instalaciones del STL debe ser flexible para optimizar la capacidad de las instalaciones que deben ser implementadas de acuerdo con las necesidades del proyecto.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Efectivamente las secciones de conductores deben ser implementadas de acuerdo con las necesidades del proyecto; sin embargo, la tabla 3.6 propone secciones mínimas a fin de cumplir principalmente el efecto corona.

Consideramos que cualquier línea de transmisión de determinado nivel de tensión, independiente de la magnitud de su carga o generación asociada, deberá tener como mínimo cierta sección de conductor, que está sustentado en la experiencia peruana, y que incluso son valores menores a los recomendados en la tabla 9.1 de la referencia “*RUS (Rural Utilities Service) Bulletin 1724E-200 Design Manual for High Voltage Transmission Lines*”.

Por ejemplo, de acuerdo con la experiencia peruana en Costa, para una línea de 220 kV no se puede aceptar una sección menor a 400 mm² por efecto corona.

Esto se puede verificar en la memoria anual del MEM:

<https://www.minem.gob.pe/minem/archivos/Anexo%2010%20Lineas%20Transmision%202021.pdf>

Asimismo, en esta memoria se puede verificar que en 138 kV usualmente se emplea conductor de 240 mm²; sin embargo, la mínima indicada en la Tabla 3.6 es 150 mm² para costa y 120 mm² para selva, que cumplirían el efecto corona.

En conclusión, las secciones de conductores deben ser implementadas de acuerdo con las necesidades del proyecto, empleándose (de ser necesario) secciones de conductores mayores a la tabla 3.6.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

4.28 Comentario 28 de ENGIE (Requisitos CGNC)

Anexo 1, Capítulo 4 Numeral 4.4.3

Se solicita precisar en el numeral 4.4.3 del Capítulo 4 del Anexo 1 lo siguiente:

"4.4.3 CONTROL DE LA POTENCIA REACTIVA Y TENSIÓN

(...)

Asimismo, las CGNC, a nivel de planta, deben tener implementado el equipamiento necesario para poder operar con los siguientes tres (3) modos de control:

- *Modo control de tensión;*
- *Modo control de potencia reactiva;*
- *Modo control de factor de potencia*

*El COES establecerá el modo de control y la consigna con las que operará una CGNC, cuando apruebe su integración al SEIN, pudiéndolo modificar cuando el sistema eléctrico lo requiera; tomando **como referencia de control el lado de alta tensión o el lado de media tensión** del transformador elevador ~~como referencia de control~~, **según se defina en el Estudio de Operatividad**. Para cualquier nivel de potencia activa, deben tener la capacidad de estabilizar su respuesta en un tiempo máximo de un (1) minuto.*

(...)"

Sustento:

En el caso de las CGNC, los generadores eólicos o inversores de manera individual algunas veces no tienen todos los modos requeridos, por lo tanto se debe precisar que el requerimiento es para toda la planta en su conjunto el cual si dispone de todos los modos.

Asimismo, el punto de referencia para el control de tensión no debe estar limitado al lado de alta tensión del transformador elevador, se debe tener la opción de definir en el Estudio de Operatividad desde que punto se tomará la referencia de tensión para el control de tensión, pudiendo ser este la barra de alta tensión o la barra de media tensión. La ventaja de utilizar la barra de media tensión es que permite utilizar los taps de los transformadores

elevadores como un recurso adicional para regularla tensión en la barra de alta tensión.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

El termino Central de generación no convencional (CGNC) hace referencia una planta de generación, entonces, lo indicado al sistema de control de tensión, potencia reactiva y factor de potencia, corresponde a nivel de planta. Por lo anterior, se considera redundante agregar "a nivel de planta" porque es implícito cuando se menciona CGNC.

El objetivo de este anexo es especificar los criterios mínimos de diseño de instalaciones; en ese sentido, la propuesta busca establecer tal objetivo para el control de potencia reactiva y tensión de las CGNC, por lo que no puede ser definido en un estudio de operatividad.

Por lo tanto, se sugiere no aceptar la propuesta de cambio.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

4.29 Comentario 29 de ENGIE (Requisitos CGNC)

Anexo1, Capítulo 4, numeral 4.4.4

Se solicita retirar de la propuesta el numeral

4.4.4 del Capítulo 4 del Anexo 1.

~~"4.4.4 CAPACIDAD DINAMICA ENCONTINGENCIAS~~

~~**En condiciones de operación en contingencia, ante un súbito desvío de la frecuencia, deberá tener la capacidad de contribuir con una energía activa almacenada equivalente a una inercia (H), según se detalla en la Tabla 2.5 del Capítulo 2. Para ello, debe contar con una infraestructura necesaria y un controlador adecuado para emular una inercia (inercia sintética), contribuyendo como mínimo con el 10 % de su potencia nominal, durante un período mínimo de 5 segundos, retornando automáticamente a su condición inicial al regresar la frecuencia a su valor nominal, pudiendo emplearse para ello, volantes o sistemas de almacenamiento de energía u otros mecanismos que se establezcan en la operación."**~~

Sustento:

El requerimiento propuesto debe ser analizado con mayor detalle desde el punto de vista técnico, económico y regulatorio, dado que su cumplimiento sin un cambio en la regulación de los servicios complementarios, por la magnitud

de inversión que requiere, puede convertirse en una barrera para el desarrollo de Centrales de Generación No Convencional (CGNC). Adicionalmente, al tratarse de un servicio debe en beneficio del sistema ser remunerado.

Asimismo, se observa que este requerimiento en el fondo resulta más exigente que el servicio de regulación primaria de frecuencia (RPF), que de acuerdo con la normativa vigente las CGNC se encuentran exoneradas de brindar. En este sentido, resulta evidente que el requerimiento de inercia sintética no puede ser exigido a las CGNC, mientras no sea regulado como un servicio complementario u otro similar y además sea debidamente remunerado.

Sin perjuicio de lo anterior, se observa que el valor requerido de aporte de potencia para emular la inercia (inercia sintética) mínimo del 10% de la potencia nominal de las CGNC, con la regulación vigente no es factible económicamente porque requeriría sobredimensionar la instalación de módulos fotovoltaicos y un “derating” (limitación de generación) permanente de las CGNC, incluso si el periodo de respuesta es de 5 segundos, y si se implementan unidades de almacenamiento con baterías (BESS), dado que estos equipos se suministran para tiempos mínimos de 1 hora, se estaría “sobredimensionando” la infraestructura requerida por las CGNC, incrementando considerablemente el costo de inversión.

Opinión del COES: Sugerencia no aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 7 de la SPR.

Análisis de Osinerghmin

Ver análisis de Osinerghmin al Comentario 7 de la SPR.

4.30 Comentario 30 de ENGIE (Subestaciones)

Anexo 1, Capítulo 5 Numeral 5.6.7

Se solicita precisar en el ítem 4 del numeral 5.6.7 del Capítulo 5 del Anexo 1 lo siguiente:

“5.6.7 UNIDADES TRANSFORMADORAS DE POTENCIA

Las unidades transformadoras de potencia deberán cumplir con las siguientes características:

(...)

- 4. Los transformadores de potencia deberán ser especificados cumpliendo los siguientes criterios:*

La potencia nominal será para cada etapa de enfriamiento.

Además, para las instalaciones del STTN y STTR la selección de la capacidad de un transformador deberá ser para la potencia máxima a suministrar a la red o a la carga, en su etapa ONAN. Para

las instalaciones del STL la selección de la capacidad de los transformadores será para las etapas ONAN y ONAF según se definida en el EPO.

(...)"

Sustento:

La selección de la capacidad de un transformador en su etapa ONAN solo debe ser exigible para instalaciones del STTN y STTR que por su ubicación y función están expuestos a operar con altas cargas por largos periodos.

Además, dicho requerimiento no debe exigirse para los transformadores del STL y de generación, debido a que no permitiría un diseño óptimo de la capacidad de las instalaciones, siendo un sobredimensionamiento innecesario de la capacidad de transformadores con sobrecostos para los agentes. Finalmente, vale preciar que los sistemas de enfriamiento para las etapas ONAF de los transformadores son redundantes y brindan un alto grado de confiabilidad, por lo que su uso permite optimizar el costo de la conexión.

Opinión del COES

Sugerencia parcialmente aceptada.

Con relación al inciso 4 del numeral 5.6.7 publicado, que considera entre otros puntos a la capacidad del transformador de potencia.

Considerando el sustento alcanzado por ENGIE. Teniendo en consideración que la carga del transformador del generador está limitada por la potencia de generación. Además, considerando lo indicado en el numeral 5.1.1 de la norma IEC 60076-1-2011, respecto a la potencia nominal del transformador. Se sugiere modificar el inciso 4 del numeral 5.6.7 del PR-20 prepublicado, en el siguiente sentido:

"5.6.7 UNIDADES TRANSFORMADORAS DE POTENCIA

Las unidades transformadoras de potencia deberán cumplir con las siguientes características:

(...)

4. *Los transformadores de potencia deberán ser especificados cumpliendo los siguientes criterios:*

- ***La potencia nominal corresponde a la mayor potencia de las etapas de enfriamiento de cada devanado del transformador. será para cada etapa de enfriamiento. La selección de la capacidad de un transformador deberá ser***

~~para la potencia máxima a suministrar a la red o a la carga, en su etapa ONAN.~~

La relación de potencia nominal de las etapas ONAF y la ONAN no podrán ser mayores a las relaciones indicadas:

<i>Etapas de enfriamiento</i>	<i>ONAF1</i>	<i>ONAF2</i>
<i>Relación ONAF/ONAN</i>	1.33	1.66

(...)"

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, el inciso 4 del numeral 5.6.7 del Capítulo 5 del Anexo 1 quedará redactado de la siguiente manera:

"5.6.7 UNIDADES TRANSFORMADORAS DE POTENCIA

Las unidades transformadoras de potencia deberán cumplir con las siguientes características:

(...)

4. Los transformadores de potencia deberán ser especificados cumpliendo los siguientes criterios:
 - *La potencia nominal corresponde a la mayor potencia de las etapas de enfriamiento de cada devanado del transformador.*

La relación de potencia nominal de las etapas ONAF y la ONAN no podrán ser mayores a las relaciones indicadas:

<i>Etapas de enfriamiento</i>	<i>ONAF1</i>	<i>ONAF2</i>
<i>Relación ONAF/ONAN</i>	1.33	1.66

(...)"

4.31 Comentario 31 de ENGIE (Subestaciones)

Anexo1, Capítulo 5, Numeral 5.6.7

Se solicita corregir en el ítem 11 del numeral 5.6.7 del Capítulo 5 del Anexo 1 lo siguiente afin de que no se contradiga con lo indicado en el numeral 5.5.5 del mismo capítulo y anexo:

"5.6.7 UNIDADES TRANSFORMADORAS DE POTENCIA

Las unidades transformadoras de potencia deberán cumplir con las siguientes características:

(...)

- II. Cada unidad transformadora **del STTN y del STTR** debe equiparse con un sistema contra explosión y prevención de incendio, que actúe ante la gradiente de súbita presión mediante rotura de membrana e inyección de nitrógeno y, un sistema de recuperación de aceite (mediante bombeo) en caso de derrame. Asimismo, debe considerar la instalación de muros cortafuego a fin de aislar las unidades transformadoras en caso de accidente.

Los transformadores del STL se equiparán con un sistema de prevención de incendio y un sistema de recuperación de aceite (mediante bombeo) en caso de derrame.

(...)”

Sustento:

No debe haber contradicción entre numerales. Las exigencias para los transformadores del STL no necesariamente deben ser las mismas que las de los transformadores del STTN y STTR, por su ubicación e importancia para la operación del sistema.

Opinión del COES

Sugerencia aceptada.

Con relación al numeral 5.6.7 del capítulo 5, visto el comentario de ENGIE, respecto a la concordancia que se debe tener con lo indicado en el numeral 5.5.5 del capítulo 5 de Anexo 1 del PR-20 prepublicado.

Por otro lado, en atención al Comentario 77 de REP, donde se acepta la sugerencia de modificación al numeral 5.5.5 donde se retira lo referido al tipo de tecnología del sistema contra incendio.

Por lo anteriormente mencionado, se sugiere modificar el numeral 5.6.7 del capítulo 5 del Anexo 1 del PR-20 prepublicado, en el siguiente sentido:

“5.6.7 UNIDADES TRANSFORMADORAS DE POTENCIA

Las unidades transformadoras de potencia deberán cumplir con las siguientes características:

(...)

- II. Cada unidad transformadora **del STTN y del STTR** debe equiparse con un sistema contra explosión y prevención de incendio, **que actúe ante la gradiente de súbita presión mediante rotura de membrana e inyección de nitrógeno** y, un sistema de recuperación de aceite (mediante bombeo) en caso de

derrame. Asimismo, debe considerar la instalación de muros cortafuego a fin de aislar las unidades transformadoras en caso de accidente.

Los transformadores del STL deben equiparse con un sistema de prevención de incendio y un sistema de recuperación de aceite (mediante bombeo) en caso de derrame. Asimismo, deberán considerar la instalación de muros cortafuegos a fin de aislar las unidades transformadoras en caso de accidente (en caso de bancos monofásicos o cuando hallan transformadores trifásicos adyacentes).

(...)”

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, el inciso 11 del numeral 5.6.7 del Capítulo 5 del Anexo 1 quedará redactado de la siguiente manera:

“5.6.7 UNIDADES TRANSFORMADORAS DE POTENCIA

Las unidades transformadoras de potencia deberán cumplir con las siguientes características:

(...)

11. *Cada unidad transformadora del STTN y del STTR debe equiparse con un sistema contra explosión y prevención de incendio, y un sistema de recuperación de aceite (mediante bombeo) en caso de derrame. Asimismo, debe considerar la instalación de muros cortafuego a fin de aislar las unidades transformadoras en caso de accidente.*

Los transformadores del STL deben equiparse con un sistema de prevención de incendio y un sistema de recuperación de aceite (mediante bombeo) en caso de derrame. Asimismo, deberán considerar la instalación de muros cortafuegos a fin de aislar las unidades transformadoras en caso de accidente (en caso de bancos monofásicos o cuando hallan transformadores trifásicos adyacentes).

(...)”

4.32 Comentario 32 de ENGIE (Protecciones)

Anexo 1, Capítulo 6 Numeral 6.3

Se solicita incluir en el numeral 6.3 del Capítulo 6 del Anexo 1 lo siguiente:

“6.3 LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

(...)

*En el desarrollo del proyecto se debe calcular el SIR de manera que justifique la adecuada aplicación de los esquemas de protección y adecuada selección del esquema de teleprotección (POTT o PUTT) ya que se considera la posibilidad de usar onda portadora como sistema de comunicación de respaldo para STTR. Asimismo, justificar los esquemas de protección cuando se consideren seccionamiento de líneas **existentes, donde en caso se generen tramos de líneas medianas y largas se mantendrá el esquema de protección y sistema de comunicaciones existentes antes del seccionamiento.***

(...).”

Sustento:

Los tramos de líneas que se generan por el seccionamiento de líneas existentes deben tener un tratamiento diferente al de nuevas líneas, ya que algunas instalaciones existentes cuentan con limitaciones en la infraestructura de comunicaciones que impiden la implementación de la protección 87L. Se propone que en los tramos de líneas medianas y largas generados por el seccionamiento de una línea existente, se mantenga el esquema de protección y sistema de comunicaciones existentes en la línea seccionada siempre y cuando se demuestre que este cumple con todos los requerimientos generales exigidos en el numeral 6.3 del Capítulo 6 del Anexo.

Opinión del COES

Sugerencia parcialmente aceptada.

Se propone que los tramos de línea existente mantengan como mínimo las protecciones existentes y sistemas de comunicaciones, el proyecto debe proponer mejoras.

Por lo tanto, se sugiere modificar el numeral 6.3 del capítulo 6 del Anexo 1 del PR-20 prepublicado, en el siguiente sentido:

“6.3 LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

(...)

*En el desarrollo del proyecto se debe calcular el SIR de manera que justifique la adecuada aplicación de los esquemas de protección y adecuada selección del esquema de teleprotección (POTT o PUTT) ya que se considera la posibilidad de usar onda portadora como sistema de comunicación de respaldo para STTR. Asimismo, justificar los esquemas de protección cuando se consideren seccionamiento de líneas **existentes, donde en caso se generen tramos de líneas medianas y largas se mantendrá como mínimo el esquema de***

protección y sistemas de comunicaciones existentes antes del seccionamiento.

(...)”.

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, el numeral 6.3 del Capítulo 6 del Anexo 1 quedará redactado de la siguiente manera:

“6.3 LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

(...)

En el desarrollo del proyecto se debe calcular el SIR de manera que justifique la adecuada aplicación de los esquemas de protección y adecuada selección del esquema de teleprotección (POTT o PUTT) ya que se considera la posibilidad de usar onda portadora como sistema de comunicación de respaldo para STTR. Asimismo, justificar los esquemas de protección cuando se consideren seccionamiento de líneas existentes, donde en caso se generen tramos de líneas medianas y largas se mantendrá como mínimo el esquema de protección y sistemas de comunicaciones existentes antes del seccionamiento.

(...)”.

4.33 Comentario 33 de ENGIE (Protecciones)

Anexo 1, Capítulo 6 Numeral 6.6

Se solicita precisar en el numeral 6.6 del Capítulo 6 del Anexo 1 lo siguiente:

“6.6 REACTORES Y BANCOS DE CAPACITORES

(...)

*En el plano RP-SE-06 del adjunto de “Esquemas Eléctricos”, se muestra las protecciones mínimas para los bancos de capacitores **de alta tensión del sistema de transmisión**. Estas protecciones serán definidas según el tipo de conexión del banco, ya sea simple o doble estrella.*

Los bancos capacitores deben ser protegidos por dos protecciones independientes y redundantes.”

Sustento:

Se solicita incluir esta aclaración de manera similar como se indica para los reactores del sistema de transmisión. Estos requisitos no podrían aplicar para los pasos de los bancos de capacitores de las CGNC que por diseño no cuentan con transformadores de medición en todos los puntos requeridos.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Las protecciones mínimas de los bancos de capacitores deben ser considerados independientemente del nivel tensión.

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

4.34 Comentario 34 de ENGIE (Protecciones)

Anexo1, Capítulo 6, Numeral 6.10.2

“6.10.2 UNIDAD DE MEDICIÓN FASORIAL (PMU)

(...)

2. *En las Centrales de Generación con potencia nominal igual o mayor a 20 MW cuyo Punto de Conexión sean instalaciones en niveles de tensión mayor a 100 kV. Para las CGC se instalarán en cada unidad de generación y, para las CGNC se instalará en el Punto de Conexión **y cuando este punto fuera el seccionamiento de una línea existente el PMU se instalará en la nueva subestación generada por el seccionamiento.***

(...)

El titular de la nueva instalación tendrá la responsabilidad de implementar y mantener el envío de la información fasorial desde sus equipos (PDC o PMU) hasta los PDCs del COES mediante un canal de comunicaciones dedicado.

En el caso de tener un solo PMU en sus instalaciones, el envío de las señales puede ser directo a los PDCs del COES. En el caso que cuente con más de un PMU, el Agente deberá implementar un PDC para recopilar toda la información fasorial y de allí, remitirlos mediante un único canal de comunicaciones dedicado hacia los PDCs del COES.

(...)”

Sustento:

Es necesario aclarar que en caso de conexión de una central de generación mediante el

seccionamiento de una línea existente los PMU se instalarán en la nueva subestación generada por el seccionamiento de la línea. Los PMU no deben instalarse en las subestaciones de los extremos de la línea seccionada.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

El ítem 2 está orientado a la instalación de PMUs en las centrales de generación. Con respecto a las instalaciones de transmisión esta referido en el ítem 1.

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

4.35 Comentario 35 de ENGIE (Procedimental)

Anexo 2, Numeral 6.2.2

Comentario/Observación:

Se solicita precisar en el numeral 6.2.2 del Anexo 2 lo siguiente:

"6.2.2 Horizonte y premisas del análisis

(...)

En los casos de proyectos de generación o de demanda, y de ser necesario para el cumplimiento de los indicadores de desempeño correspondientes a contingencias, el Gestor del Proyecto deberá considerar en el EPO la implementación de esquemas especiales para la desconexión o la reducción automáticas de potencia del Proyecto. Asimismo, deberá prever la instalación de medios de comunicación y control requeridos para dicha implementación. Las lógicas y ajustes requeridos podrán ser definidos en el Estudio de Operatividad. Según sea el caso, estas soluciones serán consideradas como temporales hasta el ingreso de las instalaciones de transmisión propuestas en el Plan de Transmisión.

Cuando en el Estudio de Operatividad de un proyecto de generación se detectan sobrecargas que deben ser mitigadas con estos Esquemas Especiales de Reducción de Generación, los periodos de sobrecarga no deben ser considerados como congestión, por lo tanto no deben tener impacto en los CMG para no afectar la operación del SEIN.

(...)"

Sustento:

Es necesario hacer la precisión para evitar que el ingreso de proyectos de generación que en sus estudios de operatividad se detecten que ocasionen sobrecargas tengan impacto negativo en la centrales de generación que se encuentran en servicio, específicamente en la centrales que son parte de las

licitaciones RER, las cuales tendrían ingresos menores que deberán ser cubiertos por la prima RER que se le asigna a los usuarios.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Los criterios para la operación y valorizaciones en el mercado de corto plazo no forman parte del objetivo ni alcance del PR-20. En ese sentido, se sugiere no aceptar la propuesta de cambio.

Ver opinión del COES al Comentario 11 de la ENGIE.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

4.36 Comentario 36 de ENGIE (Procedimental)

Anexo 3, Numeral 15

Se solicita precisar en el numeral 15 del Anexo 3 lo siguiente:

"15. ACTA DE TRANSFERENCIA DE INFORMACIÓN EN TIEMPO REAL

Para la aprobación del EO, se debe cumplir con entregar el "Acta de Transferencia de Información en Tiempo Real" al que se refieren los numerales 2.2 y 2.2.1 de la NTCOTR, y los numerales 2.1.1 y 2.1.2 de la NTIITR.

*El acta debe incluir el listado de señales, de las nuevas instalaciones, que serán enviadas en tiempo real a los Centros de Control del COES, señales que deben estar disponibles antes de la conexión para Pruebas de Puesta en Servicio de las nuevas instalaciones. **Paralas instalaciones cuyo EO sea gestionado por etapas, las señales que deberán estar disponibles antes de la conexión para Pruebas de Puesta en Servicio serán las señales del equipamiento que se conectará en cada etapa.***

Sustento:

Si el EO es gestionado por etapas, se debe acotar que las pruebas de señales correspondan únicamente al equipamiento que se conectará en cada etapa.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Queda implícito que, al proponerse un proyecto que ingrese al SEIN por etapas, en los EO de cada etapa se solicitará el acta de transferencia de información en tiempo real que sean requeridas para cada etapa.

En ese sentido, no se considera necesario aceptar la propuesta de cambio.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

4.37 Comentario 37 de ENGIE (Procedimental)

Anexo 4, Numeral 3.13

Se solicita precisar en el numeral 3.13 del Anexo 4 lo siguiente:

"3.13 IMPLEMENTACIÓN DE SEÑALES EN TIEMPO REAL

*Haber implementado el equipamiento necesario para el envío de señales en tiempo real y cumplir con la transferencia de señales ICCP según los requisitos establecidos en la NTCOTR y en la NTIIR y al acta de conformidad respectiva aprobada. Asimismo, haber realizado satisfactoriamente las pruebas punto a punto para el envío de señales en tiempo real. **Para los proyectos cuyo EO haya sido gestionado por etapas, la implementación y pruebas de las señales punto a punto serán las que correspondan al listado de las señales de cada etapa.***

Sustento:

En concordancia con el Comentario 36 de ENGIE.

Opinión del COES: Sugerencia no aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 36 de ENGIE. En ese sentido, se sugiere no aceptar la propuesta de cambio.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

4.38 Comentario 38 de ENGIE (RSS)

Anexo 5, Numeral 4.2.4

Se solicita precisar en el numeral 4.2.4 del Anexo 5 lo siguiente:

"4.2.4 Respuesta de barrido en frecuencia de la impedancia (R y X)

*Ante la exposición a las oscilaciones subsíncronas, se deberá presentar las características de respuesta de barrido en frecuencia de la impedancia (R y X) **de los parques eólicos y solares medida en la barra de conexión de la CGNC los parques eólicos que podrían estar expuestos al riesgo de RSS.** Estas características comúnmente son obtenidas **con el modelo EMT de la CGNC** mediante mediciones*

basadas en inyecciones de tensión y corriente, para diferentes escenarios de despacho y frecuencias, y permiten obtener el comportamiento conjunto de los componentes de la CGNC (máquinas síncronas, asíncronas, sistemas de control, entre otros) en el dominio de la frecuencia. Se usará el rango subsíncrono de 0 Hz a 60 Hz (RSS)."

Sustento:

Este requerimiento sólo debe aplicarse a las centrales eólicas que podrían estar expuestas al fenómeno de RSS. Asimismo, es necesario precisar que dichas características serán obtenidas con el modelo EMT de la CGNC, el cual es proporcionado por el fabricante.

Opinión del COES

Sugerencia parcialmente aceptada.

Dado que diversos fenómenos dinámicos relacionados con interacciones subsíncronas, como SSR (Sub-synchronous Resonance), SSTI (Sub-synchronous Torsional Interaction) y SSCI (Sub-synchronous Control Interaction), se podrían manifestar en el sistema comprometiendo unidades térmicas y sistemas de control de parques eólicos y solares, recomendamos que el requerimiento de información también se aplique a los parques solares, incluyendo también a los parques (eólicos y solares) que no están expuestos a riesgo de RSS

De otro lado, las características de barrido en frecuencia (R y X) de los parques eólicos y solares están en función de las máquinas (síncronas, asíncronas), tecnologías, equipos de electrónica de potencia y sistemas de control que lo conforman, nivel de despacho, entre otros. Estas características son obtenidas de pruebas tipo por el lado del fabricante, comunmente mediante mediciones basadas en inyecciones de tensión y corriente, para diferentes escenarios de despacho y frecuencias. En ese sentido, si a partir de estas pruebas se pudieron haber desarrollado modelos matemáticos *ad-hoc* para análisis de EMT, queda entendido que a partir de estos modelos o a partir de la propia información del fabricante se podrá remitir las características de barrido en frecuencia (R y X).

Finalmente, dado que este requerimiento es necesario para las CGNC, sugerimos modificar el Numeral 4.2.4 del Anexo 5 del proyecto PR-20 prepublicado, en el siguiente sentido:

"4.2.4 Respuesta de barrido en frecuencia de la impedancia (R y X)

~~Ante la exposición a las oscilaciones subsíncronas,~~ Se deberá presentar las características de respuesta de barrido en frecuencia de la impedancia (R y X) de los parques eólicos y solares medidos en la barra de conexión de la CGNC. Estas características comúnmente

son obtenidas mediante mediciones basadas en inyecciones de tensión y corriente, para diferentes escenarios de despacho y frecuencias, y permiten obtener el comportamiento conjunto de los componentes de la CGNC (máquinas síncronas, asíncronas, sistemas de control, entre otros) en el dominio de la frecuencia. Se usará el rango subsíncrono de 0 Hz a 60 Hz (RSS)."

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, corresponde modificar el numeral 4.2.4 del Anexo 5 del proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario, y quedará de la siguiente manera:

"4.2.4 Respuesta de barrido en frecuencia de la impedancia (R y X)

Se deberá presentar las características de respuesta de barrido en frecuencia de la impedancia (R y X) de los parques eólicos y solares medidos en la barra de conexión de la CGNC. Estas características comúnmente son obtenidas mediante mediciones basadas en inyecciones de tensión y corriente, para diferentes escenarios de despacho y frecuencias, y permiten obtener el comportamiento conjunto de los componentes de la CGNC (máquinas síncronas, asíncronas, sistemas de control, entre otros) en el dominio de la frecuencia. Se usará el rango subsíncrono de 0 Hz a 60 Hz (RSS)."

5. Comentarios de Fenix Power Perú S.A.

5.1 Comentario 1 de FENIX (Procedimental)

Numeral 9.8

Se solicita que no se excluya la opinión de Osinergmin, con respecto al flujograma sobre el procedimiento para la conformidad del estudio de pre-operatividad, en caso de que el Gestor del Proyecto requiera verificar la capacidad de conexión, con la finalidad de que no dependa únicamente del titular para dicho proceso. A continuación, se detallan los argumentos que respaldan esta solicitud:

- En la propuesta de modificación del PR-20, se retira la opinión del Osinergmin en el procedimiento de conformidad del EPO, específicamente en la determinación de la capacidad del punto de conexión. En consecuencia, el titular de la instalación sería el único responsable de emitir el respaldo técnico sobre dicha capacidad. Este cambio podría conllevar a restricciones en la accesibilidad a la red por parte del titular de las instalaciones, quien podría aprovechar su ventaja competitiva al ser el titular de las instalaciones de punto de conexión y a su vez tener interés en gestionar proyectos.

- De acuerdo con el artículo 33 de la LCE, modificado por la Ley N° 270239, se establece que "Los concesionarios de transmisión están obligados a permitir la utilización de sus sistemas por parte de terceros [...]". Esta normativa asegura de manera general el derecho de libre acceso a las líneas de transmisión eléctrica, imponiendo al concesionario de la transmisión la responsabilidad legal de permitir que cualquier tercero utilice sus sistemas. Por ende, la propuesta de modificación del PR-20 podría permitir al titular establecer restricciones, afectando negativamente a los participantes del sector y estaría en desacuerdo con la LCE.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

El retiro del texto del Flujograma de la gestión del EPO, referido a la opinión de Osinerghmin sobre la Capacidad de Conexión o Capacidad Disponible en el Punto de Conexión, se sustenta en que este no forma parte del proceso del EPO. En consecuencia, en caso el titular del Punto de Conexión observe sobre estos temas, el titular del proyecto deberá gestionarlo ante Osinerghmin fuera del ámbito del proceso de revisión del EPO. Lo contrario llevaría a que el proceso de revisión del EPO tenga plazos inciertos lo que alargaría una eventual conformidad.

Por lo tanto, tal como se indica en el numeral 9.11 del PR-20 en lo que respecta al Punto de Conexión, el COES sólo atenderá aquellas observaciones que sean estrictamente de carácter técnico. En ese sentido, se sugiere no aceptar la propuesta de cambio.

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

5.2 Comentario 2 de FENIX (Procedimental)

Numeral 9.13

[...]

Cuando se haya modificado o se advierta una condición del Sistema o futura modificación de las características técnicas del Punto de Conexión aprobado en el EPO, y que el COES determine, que esto hace inviable la conexión del proyecto.

Solicitud y/o consulta

En primer lugar, se solicita que la capacidad de conexión sea claramente definida, ello mediante estudios periódicos que consideren la penetración de

generación renovable y la capacidad de cada nodo eléctrico del sistema. A continuación, se detalle el argumento que respalda esta solicitud:

- Facilitará mitigar la especulación, garantizar la transparencia y reducir la incertidumbre en la oferta de proyectos de generación por parte de las empresas desarrolladoras. Asimismo, estos estudios posibilitan evaluar preliminarmente la viabilidad de muchos de los proyectos en etapas tempranas, y lograr evitar que proyectos con avances en estudios, trámites ambientales y concesiones, que cuenten con EPOs aprobados, corran el riesgo de perder su vigencia.

Además, se sugiere incluir la opinión y supervisión del Osinerghmin frente a los sustentos que presenten los titulares de las instalaciones como causal de conclusión del EPO. A continuación, se presenta el fundamento que respalda la presente solicitud:

- Considerando la observación 1 del presente escrito, resaltando que la responsabilidad de verificar la capacidad del punto de conexión es del titular de la instalación y ello podría conllevar a prácticas poco transparentes, y al incluir como causal de conclusión del EPO a una modificación de las características técnicas del Punto de Conexión, ello podría significar en que el titular de las instalaciones emita alguna modificación técnica del Punto de Conexión con la finalidad de concluir el certificado de conformidad del EPO de algún proyecto de otro gestor.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

El definir la capacidad de conexión a través de la elaboración estudios periódicos que consideren la penetración de generación renovable y la capacidad de cada nodo eléctrico del sistema, no necesariamente mitiga la especulación de los proyectos CGNC ni reduce la oferta de estos proyectos, en su defecto, se corre el riesgo de que un proyecto con planes serios de ingreso al SEIN sea rechazado en caso la capacidad en el Punto de Conexión sea ocupada por otros proyectos denominados especulativos. En ese contexto, el PR-20 en su etapa del EPO permite la admisión de todos los proyectos CGNC sin posibilidad de discriminación, y en su etapa de EO, define qué proyectos finalmente ingresarán al SEIN.

Cabe mencionar que tampoco se corre el riesgo de pérdida de vigencia del EPO tal como se menciona, dado que según la propuesta considerada en el numeral 9.13 del PR-20 prepublicado, los EPO tienen la posibilidad de extender aún más su vigencia hasta el periodo de vigencia de los EOs, a su vez, permite a los Gestores de Proyecto presentar un nuevo EPO sin que su EPO original pierda vigencia.

De otro lado, cabe precisar que la verificación de los cambios en las características técnicas en el Punto de Conexión, en aplicación de la causal de conclusión de vigencia del EPO establecida en el inciso 5 del numeral 9.13 del PR-20 prepublicado, no es tarea del titular del Punto de Conexión, situación que si podría conllevar a que este pueda concluir la vigencia de un EPO de otro proyecto y de otro gestor, esta verificación lo realiza el COES quien determinará a partir de la información proporcionada por el titular del Punto de Conexión (aceptada como veráz), si la causal hace inviable la conexión de un proyecto para lo cual deberá realizar una evaluación estrictamente "técnica".

Sin perjuicio de lo indicado en el párrafo anterior, en aplicación del artículo 33° de la Ley de Concesiones Eléctricas, modificado por la Ley N° 270239, el Gestor de un Proyecto podrá recurrir a su derecho de libre acceso a las instalaciones de transmisión del Punto de Conexión, imponiendo al titular de dicho punto para que cualquier otro haga uso de sus instalaciones.

Por lo tanto, se sugiere no aceptar la propuesta de cambio.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

5.3 Comentario 3 de FENIX (Procedimental)

9.11 Incidente por observaciones relacionadas con la Capacidad Disponible o con la Capacidad de Conexión del Punto de Conexión

El Titular de la Instalación del Punto de Conexión se encuentra facultado para formular observaciones estrictamente técnicas relacionadas con el alcance del EPO, correspondiendo al COES evaluar tales observaciones en mérito a criterios técnicos.

Los incidentes relacionados con temas vinculados al acceso a las instalaciones de transmisión, Capacidad de Conexión o Capacidad Disponible definidas en el artículo 1 del Reglamento de Transmisión, no afectan la tramitación, plazos y aprobación de los EPO y se gestionan fuera del ámbito del presente procedimiento.

Así también, es responsabilidad del Gestor del Proyecto contar con la conformidad del Titular de las Instalaciones del Punto de Conexión o con el respectivo Mandato de Conexión emitido por OSINERGMIN, antes de efectuar la conexión de las nuevas instalaciones al SEIN, conforme está dispuesto en el numeral 4, del artículo 11.4.1. del presente procedimiento.

Solicitud y/o consulta

Adicional a lo indicado en la observación 2 del presente documento, se solicita la inclusión de un numeral que establezca que el COES debe llevar a cabo estudios periódicos del sistema que permitan conocer la capacidad estimada de los puntos de conexión, y la generación que se podría inyectarse en cada nodo con la finalidad de transparentar y disminuir los incidentes por observaciones.

Como propuesta, se presenta el caso de España, en donde, mediante la Circular 1/2021 de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, se estableció la metodología y las condiciones del acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica, en donde se detalla la necesidad de brindar un horizonte transparente frente a una creciente inserción de energías renovables, con el compromiso de lograr los objetivos planteados a nivel país. En este marco, su operador de sistema eléctrico "Red Eléctrica" realiza estudios específicos para determinar la capacidad de acceso de las instalaciones de generación (y de las instalaciones de almacenamiento en su condición de inyección de potencia a la red).

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 2 de FENIX.

Análisis de Osinerghmin

Ver análisis de Osinerghmin al Comentario 2 de FENIX.

5.4 Comentario 4 de FENIX (Requisitos Generales PR-20)

2.3.1 Criterios para la conexión en líneas de transmisión

La nueva instalación deberá garantizar que las características del diseño original de la línea se conserven o sean de mayores prestaciones y, deberá cumplir con los criterios técnicos establecidos en los capítulos 3, 5, 6 y 7 del presente Anexo 1.

- La nueva instalación deberá cumplir con mantener las condiciones operativas del sistema en el Punto de Conexión, sin degradarlo.*
- Las líneas de transmisión definidas como Interconexiones Internacionales solo podrán ser modificadas o seccionadas en el Plan de Transmisión.*
- Las líneas de transmisión del STTN existentes o líneas de proyectos del STTN aprobados en el Plan de Transmisión, solo podrán admitir la conexión de nuevas instalaciones en las subestaciones extremas.*

- *Las líneas de transmisión definidas como STTR y STL deberán cumplir con los criterios establecidos en la Tabla 2.1. De no poder cumplir con alguno de los criterios, el proyecto deberá conectarse a una de las subestaciones ubicadas al extremo de la línea.*
- [...]]

Solicitud y/o consulta

Se solicita reemplazar con el siguiente párrafo: “(...) *Las líneas de transmisión del STTN existentes o líneas de proyectos del STTN aprobados en el Plan de Transmisión, ~~se~~ podrán admitir la conexión de nuevas instalaciones en las subestaciones extremas. A excepción de que los Gestores de Proyectos presenten un respaldo técnico donde se sustente que los seccionamientos en las líneas de transmisión del STTN no afectan a la estabilidad y seguridad del sistema eléctrico en diversas circunstancias (...)*”.

A continuación, se detalle el argumento que respalda esta solicitud:

- En la propuesta de modificación del PR-20, se establece únicamente como conexiones permisibles al Sistema de Transmisión Troncal Nacional (en adelante STTN) en las subestaciones extremas (a pesar de que estas podrían estar separadas por cientos de kilómetros), descartando la posibilidad del seccionamiento de las Líneas de Transmisión en servicio o en proceso de desarrollo. Esta medida puede presentar limitación a múltiples proyectos, especialmente para aquellos que se encuentran ubicados al sur del Perú o en áreas cercanas a la costa, donde las líneas del STTN son geográficamente más accesibles.
- De acuerdo con el artículo 33 de la LCE, modificado por la Ley N° 270239, se establece que “Los concesionarios de transmisión están obligados a permitir la utilización de sus sistemas por parte de terceros [...]”. Esta normativa asegura de manera general el derecho de libre acceso a las líneas de transmisión eléctrica, imponiendo al concesionario de la transmisión la responsabilidad legal de permitir que cualquier tercero utilice sus sistemas. Por ende, la propuesta de modificación del PR-20 de “solo” admitir la conexión de nuevas instalaciones en las subestaciones extremas podría tener repercusiones negativas para los participantes del sector al restringirles el libre acceso a la red, lo cual entraría en conflicto con lo establecido en el LCE.

Opinión del COES

Sugerencia aceptada.

En atención a los argumentos indicados se ha incluido en la tabla 2.1 del numeral 2.3.1 del capítulo 2 del Anexo 1 del PR-20 prepublicado, los criterios

que se deberán cumplir en los nuevos proyectos que prevean el seccionamiento de líneas del STTN (500 kV).

Al respecto, en el caso del criterio de “Distancia mínima entre la subestación existente y el punto de seccionamiento”, se ha considerado una distancia de 70 km que corresponde a la longitud en la que se requiere realizar una transposición completa según lo considerado en el numeral 3.3.5 del capítulo 3 del Anexo 1 del PR-20 prepublicado. Asimismo, de manera excepcional el COES evaluará aquellos casos en los que se infrinja mínimamente alguno de los criterios de seccionamiento de la tabla 2.1, los cuales deberán ser debidamente sustentados por el Gestor del Proyecto en el EPO.

Por lo tanto, se sugiere modificar el numeral 2.3.1 del capítulo 2 del Anexo 1 del PR-20 prepublicado. Ver las modificaciones en la opinión del COES al Comentario 23 de ENGIE.

Opinión del COES

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de de Osinerghmin al Comentario 23 de ENGIE.

5.5 Comentario 5 de FENIX (Procedimental)

Numeral 9.13 – ítem 1

1. Cuando, de acuerdo a lo informes de OSINERGMIN o el MINEM, se advierta que el proyecto no se conectará en el Punto de Conexión aprobado en el EPO o cuando el Punto de Conexión aprobado en el EPO corresponde a una instalación futura que cuenta con EPO aprobado y este último pierde su vigencia.

[...]

Solicitud y/o consulta

Se solicita especificar en la propuesta de modificación del PR-20 cuáles son los informes del OSINERGMIN y del MINEM a los que se hace alusión.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 7 de ENEL.

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

5.6 Comentario 6 de FENIX (Procedimental)

Numeral 9.13 – ítem 3

[...]

3. Cuando se adviertan cambios en las características técnicas en las instalaciones o equipamiento proyectados, considerados en el EPO aprobado. En caso el Gestor del Proyecto informe al COES de modificaciones, incrementos o cambio de especificaciones, que se produjeron con posterioridad en las instalaciones o equipamientos aprobados en el EPO, y sustente que estos representan iguales o mejores prestaciones, respecto a lo aprobado en el EPO, el COES, de estimarlo pertinente, podrá dispensarlo de presentar un nuevo EPO, manteniéndose la vigencia del EPO aprobado. En dicho caso, el Gestor del Proyecto deberá presentar el EPO con las modificaciones aprobadas por el COES, conjuntamente con una declaración jurada sobre las modificaciones incluidas en el Estudio respecto del original.

[...]

Solicitud y/o consulta

Se solicita que el sustento sea específicamente técnico, ya que ello permitiría considerar los aspectos que afectan la seguridad y operatividad del sistema. En línea con lo anterior, se propone la siguiente redacción: "y *sustente técnicamente* estos representan iguales o mejores prestaciones". Asimismo, se deben detallar los plazos correspondientes.

Opinión del COES

Sugerencia aceptada.

El inciso 3 del numeral 9.13 del PR-20 prepublicado, establece la causal de conclusión de vigencia de EPO por cambios en las "características técnicas" en las instalaciones consideradas en la carta de Conformidad del EPO, en ese sentido, corresponde que el Gestor del Proyectos sustente "técnicamente" el cambio a fin de dispensarlo a presentar un nuevo EPO.

Por lo tanto, se sugiere modificar el inciso 3 del numeral 9.13 del PR-20 prepublicado. Al respecto ver modificación en la opinión del COES al Comentario 7 de ENGIE.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinergmin al Comentario 7 de ENGIE.

5.7 Comentario 7 de FENIX (Procedimental)

Numeral 13.3

[...]

En el caso de que la Conclusión de Operación Comercial haya sido dispuesta por el COES en aplicación del inciso 1, y mientras que la unidad o central de

generación continúe integrada al SEIN, el levantamiento de la Conclusión de Operación Comercial se tramitará con la solicitud del Titular de la Instalación confirmando la disponibilidad de su unidad o central, adjuntando un informe de sustento con las pruebas de operatividad correspondientes. el COES emitirá su pronunciamiento en un plazo no mayor a quince (15) días hábiles luego de emitida la solicitud.

[...]

Solicitud y/o consulta

Se solicita detallar a qué hace referencia el levantamiento de la conclusión de operación comercial, y cuáles son los plazos, tiempos de aprobación, documentación requerida, formatos, entre otros.

Asimismo, en la propuesta de modificación del PR-20 se define que el Generador deberá presentar un informe de sustento con las pruebas de operatividad. Con respecto a ello, se solicita que puedan especificar en el mismo párrafo o en un anexo adicional el detalle de la información que debe contener dicho informe, los pasos a seguir para las pruebas de operatividad y los plazos de revisión por parte del COES, respuestas y levantamiento de observaciones.

Opinión del COES

Sugerencia parcialmente aceptada.

Según lo establecido en el párrafo del numeral 13.3 del PR-20 prepublicado, el titular de la central o unidad de generación podrá solicitar el levantamiento Conclusión de Operación Comercial, es decir, que se deje sin efecto la Conclusión de Operación Comercial emitida por el COES. No obstante, dicha solicitud será tramitada solo si dicha conclusión haya sido emitida en una situación de fuerza mayor y siempre que la central o unidad de generación continúe integrada al SEIN.

Respecto a las pruebas operativas de la central o de la unidad de generación, se solicitará las indicadas en los numerales 2.4 y 2.5 del Anexo 4 del PR-20 prepublicado, según corresponda. Es decir, si en los trabajos para el levantamiento de la Conclusión de Operación Comercial no se modificó el sistema de protecciones, entonces no será necesario incluir estas pruebas en el informe. Asimismo, el Titular de la Instalación deberá cumplir con realizar los ensayos de Potencia Efectiva y Rendimiento y Potencia Mínima en los plazos establecidos en los numerales 12.7 y 12.8 del PR-20.

Respecto a los plazos para gestionar esta solicitud, cabe señalar que, en el numeral 13.3 se establece un plazo de revisión por parte del COES de 15 días hábiles, luego de emitida la solicitud por parte del Titular de la instalación.

Por lo tanto, se sugiere modificar el numeral 13.3 del PR-20 prepublicado. Al respecto, ver opinión de COES al Comentario 19 de ENGIE.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinergmin al Comentario 19 de ENGIE.

5.8 Comentario 8 de FENIX (Procedimental)

Numeral 13.3

El COES de oficio declarará la conclusión de Operación Comercial de una unidad de generación o central cuando se produzca cualquier de las siguientes causales:

1. Cuando por cualquier causa, incluidos los eventos de fuera mayor, la unidad o central de generación no se encuentre disponible para operar en el SEIN por más de tres (3) meses

Se exceptúan de este causal:

[...]

II) El Participante Generador que tiene una única unidad o central de generación en Operación Comercial, siempre que, antes de cumplirse los tres (3) meses de indisponibilidad, comunique al COES su renuncia expresa al derecho de que su unidad o central de generación cuente con Ingresos por Potencia durante el periodo en el que no va a estar disponible para operar en el SEIN, para lo cual, se le considerará una Potencia Firme igual a cero; y, constituya garantías conforme a lo dispuesto en el Procedimiento Técnico del COES N° 46 "Garantías y constitución de fideicomisos para el Mercado Mayorista de Electricidad" o la norma que lo reemplace, las cuales deberán mantenerse vigentes durante el periodo en el que la unidad o central de generación no va a estar disponible para operar en el SEIN. Este supuesto es aplicable hasta por un periodo de doce (12) meses computados desde que el Titular comunica al COES la renuncia. Culminado dicho periodo, si la unidad o central continúa indisponible para operar en el SEIN, el COES declarará la Conclusión de su Operación Comercial.

[...]

Solicitud y/o consulta

Se solicita extender el periodo de indisponibilidad de 12 a 18 meses computados, dado que, teniendo como referencia las experiencias de eventos de Fuerza Mayor ocurridos en los últimos años, estos han superado la duración propuesta de 12 meses para que puedan volver en operación.

Por ejemplo, la C.H. Quitaracsa, que se encuentra fuera de servicio desde marzo 2023 a causa de los huaicos, aún continúa sin poder recuperar su operación comercial, perdida en junio del 2023. Actualmente, solo el G2 se encuentra en fase de pruebas mientras que el transformador del G1 presenta problemas requiriendo traslado y montaje según los programas de mantenimiento, por lo que prolongaría el tiempo de indisponibilidad para el G1 arriesgándose a superar los 12 meses propuestos en este numeral.

De manera similar, la C.H. Callahuanca recuperó su operación comercial en marzo del 2019, tras haber quedado indisponible en marzo 2017 y perder su operación comercial en junio 2017, debido a huaicos relacionados con el Fenómeno del Niño.

Opinión del COES

Sugerencia aceptada.

Se recomienda incrementar el periodo de 18 (meses), de acuerdo con los eventos de indisponibilidad de centrales registrados en el SEIN.

Por lo tanto, se sugiere modificar el inciso II del numeral 13.3 del PR-20 prepublicado, en el siguiente sentido:

"13.3 Conclusión de la Operación Comercial dispuesta por el COES

(...)

- 1. Cuando por cualquier causa, incluidos los eventos de fuera mayor, la unidad o central de generación no se encuentre disponible para operar en el SEIN por más de tres (3) meses consecutivos*

Se exceptúan de este causal:

(...)

II) (...)

*Este supuesto es aplicable hasta por un periodo de ~~doce (12)~~ **dieciocho (18) meses** computados desde que el Titular comunica al COES la renuncia. Culminado dicho periodo, si la unidad o central continúa indisponible para operar en el SEIN, el COES declarará la Conclusión de su Operación Comercial. (...)"*

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, corresponde modificar el último párrafo del inciso 1 del numeral 13.3 del proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario, de acuerdo con lo siguiente:

"13.3 Conclusión de la Operación Comercial dispuesta por el COES

(...)

1. (...)

Este supuesto es aplicable hasta por un periodo de dieciocho (18) meses computados desde que el Titular comunica al COES la renuncia. Culminado dicho periodo, si la unidad o central continúa indisponible para operar en el SEIN, el COES declarará la Conclusión de su Operación Comercial. (...)”

6. Comentarios Kallpa Generación S.A. (KALLPA)

6.1 Comentario 1 de KALLPA (Procedimental)

Observación General 1:

En el Proyecto de Resolución, mediante el que se aprobarían las modificaciones propuestas al PR-20, respecto de las cuales planteamos nuestros comentarios específicos, a continuación, se establece que dichas modificaciones entrarían en vigencia el 1 de enero de 2025.

Al respecto, y si bien el plazo de vigencia previsto aún es el próximo año, es necesario que también se prevea expresamente que las modificaciones que se aprueben se aplicarán en adelante para los proyectos nuevos cuyos EPOs y EOs sean aprobados a partir de dicha entrada en vigencia; es decir, que en ningún caso deberá aplicar retroactivamente las disposiciones que se aprueben como modificaciones.

Para ello, sugerimos añadir en el art. 4 del Proyecto de Resolución, lo siguiente:

“Artículo 4.- La presente resolución entrará en vigencia el 01 de enero de 2025.

Los procesos para la obtención de Certificados de Conformidad de EPO, EO, Inicio de Operación Comercial, Integración de Instalaciones de Transmisión en el SEIN, Conclusión de la Operación Comercial y Retiro de Instalaciones del SEIN, así como para la aprobación de la Conexión de Instalaciones al SEIN iniciados antes de la publicación de la presente resolución, se regirán, hasta su conclusión, por las disposiciones contempladas en el Procedimiento Técnico del COES N° 20 “Ingreso, Modificación y Retiro de Instalaciones en el SEIN”, aprobado por Resolución N° 035-2013-OS/CD vigente hasta el 31 de diciembre de 2024.

Los procesos que inicien a partir del día siguiente de la publicación de la presente resolución, deberán tomar en cuenta las disposiciones contenidas en ésta si su conclusión se dará después del 1 de enero de 2025.

Los procesos concluidos a la fecha de publicación de la presente resolución, en ningún caso, serán objeto de aplicación de las modificaciones aprobadas en esta.

Sustento:

Sugerimos la precisión indicada en atención a las reglas de aplicación de normas en el tiempo, en virtud de lo cual, toda norma se aplica a partir del día siguiente de su publicación, salvo que se señale otra disposición en específico; sin embargo, las normas no serán de aplicación retroactiva, de acuerdo con lo establecido en el artículo 103 de la Constitución Política del Perú.

Opinión del COES

Sugerencia aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 1 de la SPR y Comentario 1 de ENGIE.

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinerghmin al Comentario 1 de la SPR y al Comentario 1 de ENGIE.

6.2 Comentario 2 de KALLPA (Procedimental)

Observación General 2:

Sin perjuicio del comentario específico referido a la modificación planteada al numeral 9.13 del PR 20 que exponemos más adelante, consideramos pertinente señalar que, en la práctica, existen muchos proyectos que, a pesar de tener un EPO aprobado y vigente, no se concretarían, lo cual, de manera innecesaria constituyen impedimento u obstáculo para otros proyectos cuyo desarrollo sí se prevé con mayor claridad.

Por ello, consideramos que es importante incorporar un hito adicional referido a la tener con mayor precisión la información más certera sobre la concreción en los hechos de un proyecto que cuenta con EPO aprobado; es decir, por ejemplo, si luego de aprobado un EPO y un año antes de la fecha de ingreso propuesto en el EPO, se verifique si se ha iniciado gestión alguna o si se ha iniciado la construcción del proyecto. Ello, considerando que no es razonable que un proyecto pueda llegar a implementarse físicamente, un año antes de la fecha prevista de ingreso y, por lo tanto, dicho EPO no debería ser considerado por los EPO de otros proyectos que se sigan presentando.

Asimismo, sería conveniente también requerir algún tipo de garantía para la presentación de EPO, otorgando así a este tipo de pedidos la seriedad que debe revestir la solicitud de un proyecto respecto de otros proyectos que pudiesen ser desarrollados en una misma zona. En efecto, se debe establecer garantías que podrían ser determinadas en función del tamaño del proyecto, por ejemplo. Esto es importante para incentivar a que los titulares de proyectos no “aparten” puntos de conexión para proyectos que probablemente no se van a desarrollar, por lo que, para desincentivar dichos casos, exigir el otorgamiento de una garantía puede dar mayor seriedad al

desarrollo de los proyectos para los que se presenten los EPO correspondientes.

Sustento

KALLPA sugiere considerar lo indicado, en atención a la eficiencia en el desarrollo de proyectos que pudieran coincidir en una misma zona, y entales situaciones, otorgar de mayor seriedad a las solicitudes de EPOs que se presenten.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Si bien el inicio de un trámite o gestión para la implementación de un proyecto podría considerarse como un indicio de seriedad, mas no resulta siempre una garantía o certeza de que un proyecto se construya. Como experiencia en la revisión de EPO se han tenido casos de proyectos con Concesión Definitiva que no han ingresado en el periodo de vigencia de EPO y más aún, han presentado por segunda y tercera vez nuevos EPO, prolongando el año de ingreso del proyecto.

De otro lado, en la presentación de un EPO, no es posible identificar qué proyectos son serios y cuáles no, mientras que en la presentación de un EO sí. En ese sentido, lo establecido en el inciso 2 del numeral 9.13 del PR-20 prepublicado propone extender aún más la vigencia de un EPO hasta la vigencia del EO.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20

6.3 Comentario 3 de KALLPA (Procedimental)

Numeral 9.10

En el numeral 9.10 del Proyecto, se establece:

9.10 Desaprobación del EPO

El COES desaprobará el EPO cuando, al término del proceso de revisión establecido en el numeral 9.8 del presente procedimiento, el Gestor del Proyecto no haya absuelto satisfactoriamente todas las observaciones formuladas.

(...)

Al respecto, KALLPA sugiere eliminar el término “satisfactoriamente”, en tanto que, en muchos casos, durante la gestión de un EPO se presentan observaciones y/o comentarios a los EPOs por parte de los terceros

involucrados que en muchas ocasiones escapan de los requerimientos establecidos en el PR-20, motivo por el cual el término "satisfactoriamente" genera un condicionamiento muy general e impreciso al Gestor del Proyecto, si es que la definición de si las observaciones han sido o no "satisfactoriamente" atendidas no es determinada por el COES.

Sustento:

El término "satisfactoriamente" genera un condicionamiento muy general e impreciso al Gestor del Proyecto, que, si no es delimitado por el COES en el marco del proceso de aprobación del EPO, podría quedar sujeto a impugnaciones por parte de los Terceros Involucrados.

Las autoridades deben brindar a los administrados a través de sus disposiciones, **predictibilidad o confianza legítima**, de modo tal que, en todo momento, los agentes puedan tener certidumbre respecto de sus actuaciones, y así, éstas deben ser congruentes con las expectativas legítimas y razonablemente generadas en dichos agentes en atención a la práctica antecedente.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Respecto a los Terceros Involucrados que formulan observaciones fuera del alcance establecido en el PR-20, ya sea en el proceso del EPO o del EO, y no queden atendidas por el Gestor del Proyecto a satisfacción de los Terceros Involucrados, al final del proceso, la pertinencia de estas observaciones será evaluado por el COES al momento de emitir la decisión final, en el marco de lo establecido en el inciso 7 del numeral 8.1 del PR-20 prepublicado. En ese sentido, luego de esta evaluación si se considera que las observaciones han sido absueltas satisfactoriamente, el COES se pronunciará aprobando el EPO.

Del mismo modo, en caso de la desaprobación de un EPO o un EO, si en caso el Gestor del Proyecto no absuelve las observaciones "satisfactoriamente" para el COES, el COES se pronunciará desaprobando el EPO o EO, aún cuando el Gestor del Proyecto, desde su perspectiva, podría considerar haber absuelto todas las observaciones. Es por ese motivo que se considera necesario incluir el término "satisfactoriamente".

Por lo tanto, en concordancia con lo indicado en el numeral 9.10 del PR-20 prepublicado se sugiere modificar el numeral 10.11, en el siguiente sentido:

"10.11 Desaprobación del EO

El COES desaprobará el EO cuando, al término del proceso de revisión establecido en el numeral 10.9 del presente procedimiento, el Gestor

del Proyecto no **hubiere** **haya** absuelto **satisfactoriamente** todas las observaciones.”

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, corresponde modificar el numeral 10.11 del proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario, de acuerdo con lo siguiente:

“10.11 Desaprobación del EO

El COES desaprobará el EO cuando, al término del proceso de revisión establecido en el numeral 10.9 del presente procedimiento, el Gestor del Proyecto no haya absuelto satisfactoriamente todas las observaciones.”

6.4 Comentario 4 de KALLPA (Procedimental)

Numeral 9.13

9.13 Conclusión de la vigencia del Certificado de Conformidad del EPO

La vigencia del Certificado de Conformidad del EPO concluye en cualquiera de los siguientes casos:

1. *Cuando, de acuerdo a los informes de OSINERGMIN o el MINEM, se advierta que el proyecto no se conectará en el Punto de Conexión aprobado en el EPO o cuando el Punto de Conexión aprobado en el EPO corresponde a una instalación futura que cuenta con EPO aprobado y este último pierde su vigencia.*

(...)

Al respecto, en el párrafo, no se especifica cuáles son los informes de Osinerghmin o el Minem, se deja muy abierta las referencias. Sugerimos precisar a qué informes se refiere dicho numeral; y si son informes específicos que el COES solicitará al Minem u Osinerghmin para tales efectos.

Sustento:

Las autoridades deben brindar a los administrados a través de sus disposiciones, **predictibilidad o confianza legítima**, de modo tal que, en todo momento, los agentes puedan tener certidumbre respecto de sus actuaciones, y así, éstas deben ser congruentes con las expectativas legítimas y razonablemente generadas en dichos agentes en atención a la práctica antecedente.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 7 de ENEL GENERACIÓN.

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20. Ver análisis de Osinerghmin al Comentario 7 de ENEL GENERACIÓN.

6.5 Comentario 5 de KALLPA (Procedimental)

10.7 Requisitos para la presentación del EO:

(...)

5. *En el caso de un proyecto que ingresen al SEIN por etapas, este podrá gestionarse en un solo EO o en EOs independientes para cada una de las etapas, que incluyan los estudios previstos en el Anexo 3 del presente procedimiento y el establecidos por el COES en el alcance del EO.*

(...)

KALLPA sugiere el siguiente texto:

5. *En el caso de un proyecto que ingrese al SEIN por etapas o cuya implementación implique configuraciones temporales que impacten en la seguridad o confiabilidad del SEIN de manera significativa, este podrá gestionarse en un solo EO o en EOs independientes para cada una de las etapas, que incluyan los estudios previstos en el Anexo 3 del presente procedimiento y el establecidos por el COES en el alcance del EO.*

KALLPA considera que el añadido subrayado, que además se encuentra en el procedimiento actual debe mantenerse; de lo contrario, se vulneraría la posibilidad de que los Terceros involucrados efectúen la revisión correspondiente de los EO con la información necesaria en aras de la transparencia.

Sustento:

KALLPA considera tomar en cuenta la precisión referida, en atención a no vulnerar el derecho de los Agentes como Terceros Involucrados de revisar y/o observar los Estudios con información completa y necesaria en atención a la correspondiente transparencia, considerando además que el COES no se hará responsable de perjuicio alguno que una eventual configuración temporal que impacte en la seguridad o confiabilidad del SEIN pudiese generar a los Agentes, de manera significativa.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada

El EO es una etapa en donde el proyecto se encuentra en su fase final de implementación, en ese contexto, al ingresar por etapas, cada una entrará en servicio **que incluye nuevo equipamiento** hasta ir alcanzado su

configuración final, es por esta razón que cada etapa debe ser sustentado ante el COES, ya sea con un EO independiente (un EO por etapa) o con un solo EO (incluye todas las etapas).

Por lo tanto, el ingreso de un proyecto por etapas implica que cada una opere de manera temporal con una configuración distinta y un impacto distinto, hasta alcanzar su configuración final o definitiva, por lo tanto estas configuraciones temporales no deben estar condicionados a un impacto significativo, ya que forman parte de un proyecto integral cuyo impacto ya fue evaluado desde el EPO, en consecuencia deben ser sustentados con un EO. Asimismo, el término “significativo” resulta ser muy relativo.

Sin perjuicio de lo indicado en el párrafo anterior, existen proyectos que por su naturaleza constructiva, requieren de configuraciones provisionales a partir de instalaciones existentes (**no incluye equipamiento**), razón por la cual no requieren ser sustentados con un EO; para estos casos, en la Octava Disposición Complementaria del PR-20 prepublicado, se ha incorporado el tratamiento a seguir en estos casos.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20.

6.6 Comentario 6 de KALLPA (Procedimental)

13.1 Causales de suspensión de la Operación Comercial o Integración al SEIN

El COES podrá suspender la Operación Comercial o integración al SEIN, en los siguientes casos:

- 1. Se determine que la documentación y/o información presentada por el Titular de la Instalación al COES para obtener la Conformidad de inicio de la Operación Comercial o integración de instalaciones al SEIN, es falsa o incorrecta.*

(...)

Al respecto, el término “incorrecta” es muy general y podría ser utilizada de forma muy discrecional por parte del COES.

Por ello, KALLPA sugiere retirar el término “o incorrecta”, ya que el COES cuenta con un período de revisión de la documentación como parte del proceso que los Agentes siguen para obtener la conformidad de la Operación Comercial o integración al SEIN de sus instalaciones; o en su defecto, en caso se insista con mantener dicho término, es necesario especificar debidamente el procedimiento claro para que el Titular de la Instalación pueda brindar los descargos correspondientes y corregir lo que el COES prevea como “incorrecto”

antes de tomar la decisión de suspender la Operación Comercial o integración al SEIN.

Sustento:

El término “o incorrecta” puede ser muy discrecional en la aplicación del Procedimiento.

Las autoridades deben brindar a los administrados a través de sus disposiciones, **predictibilidad o confianza legítima**, de modo tal que, en todo momento, los agentes puedan tener certidumbre respecto de sus actuaciones, y así, éstas deben ser congruentes con las expectativas legítimas y razonablemente generadas en dichos agentes en atención a la práctica antecedente.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 18 de ENGIE.

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20. Ver análisis de Osinerghmin al Comentario 18 de ENGIE.

6.7 Comentario 7 de KALLPA (Procedimental)

Comentario/Observación:

El Proyecto propone incorporar la excepción indicada como literal 1) en el numeral 1) del numeral 13.3 del PR 20, como excepción a la regla 1 para la declaración de la conclusión de Operación Comercial de una unidad o central de generación, según lo siguiente (el subrayado es nuestro):

“13.3 Conclusión de la Operación Comercial dispuesta por el COES

El COES de oficio declarará la conclusión de Operación Comercial de una unidad o central de generación cuando se produzca cualquiera de las siguientes causales:

- 1. Cuando por cualquier causa, incluidos los eventos de fuerza mayor, la unidad o central de generación no se encuentre disponible para su operación en el SEIN por más de tres (3) meses consecutivos.*

Se exceptúan de esta causal:

- 1) Las centrales que solo operan en modo de Cogeneración y que por sus propias características técnicas operan en el SEIN en forma estacional.*

(...)”.

Al respecto, debemos observar que esta excepción no debe limitarse a las centrales que operen en modo de Cogeneración, sino también a otro tipo de centrales que por la particularidad de la disponibilidad de su recurso primario operen en el SEIN de forma estacional.

Considerando ello, KALLPA sugiere precisar dicha excepción de la siguiente manera:

“13.3 Conclusión de la Operación Comercial dispuesta por el COES

El COES de oficio declarará la conclusión de Operación Comercial de una unidad o central de generación cuando se produzca cualquiera de las siguientes causales:

1. *Cuando por cualquier causa, incluidos los eventos de fuerza mayor, la unidad o central de generación no se encuentre disponible para su operación en el SEIN por más de tres (3) meses consecutivos.*

Se exceptúan de esta causal:

- II) *Las centrales ~~que solo operan en modo de Cogeneración y~~ que por sus propias características técnicas operan en el SEIN en forma estacional ~~debido a que el recurso primario para la generación es el que se encuentra indisponible.~~*

(...)”.

Sustento:

KALLPA considera la precisión indicada, en tanto que la regulación no debería dejar por fuera la realidad operativa que presentan las tecnologías de generación no convencionales, como es el caso de las centrales solares y/o eólicas, las cuales, por su naturaleza, y en particular, por la disponibilidad del recurso primario (sol, viento), de forma similar a las centrales de Cogeneración, también operarán de forma estacional.

En ese sentido, no existiría razón para no incluir a dichas centrales, en atención al **principio de imparcialidad**, en virtud del cual, las autoridades administrativas, como es el caso de Osinerghmin, deberán actuar sin ninguna clase de discriminación entre los administrados.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

La excepción de la causal del inciso 1 del numeral 13.3 del PR-20 prepublicado aplica a las Centrales de Cogeneración dado que según sus características de su proceso podrían estar indisponibles por más de tres (03) meses. Situación que no aplica a las centrales solares y eólicas.

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20.

6.8 Comentario 8 de KALLPA (Procedimental)

OCTAVA DISPOSICIÓN COMPLEMENTARIA

El Proyecto propone la modificación de la Octava Disposición Complementaria en los siguientes términos:

OCTAVA: *En el caso de instalaciones provisionales que requieran ingresar al sistema con carácter de urgencia, debido a fallas que interrumpan suministro, o de configuraciones provisionales de instalaciones existentes como parte de la implementación de un proyecto, en coordinación con los Agentes cuyas instalaciones se vean impactadas según corresponda, se les exceptuará de cumplir lo indicado en los numerales 9, 10 y 11 del presente procedimiento, siendo solo necesario presentar el estudio de protecciones de la instalación provisional, y otra información que el COES considere necesaria.*

Al respecto, KALLPA considera que se debe complementar el texto de dicha disposición, en el sentido de que además de la “coordinación con los Agentes”, los Agentes cuyas instalaciones se vean involucradas deben tener la posibilidad de revisar y/o participar en los análisis realizados para las conexiones temporales hasta la aprobación respectiva. Así, proponemos considerar el siguiente añadido:

“OCTAVA: *En el caso de instalaciones provisionales que requieran ingresar al sistema con carácter de urgencia, debido a fallas que interrumpan suministro, o de configuraciones provisionales de instalaciones existentes como parte de la implementación de un proyecto, en coordinación con los Agentes cuyas instalaciones se vean impactadas según corresponda, se les exceptuará de cumplir lo indicado en los numerales 9, 10 y 11 del presente procedimiento, siendo solo necesario presentar el estudio de protecciones de la instalación provisional, y otra información que el COES considere necesaria.*

Asimismo, a dichos Agentes, en caso consideren necesario, podrán revisar la documentación correspondiente de, y/o participar en, los análisis realizados respecto de dichas instalaciones provisionales hasta su aprobación respectiva”.

Sustento:

Ver sustento de Comentario 2 y Comentario 3 de KALLPA.

Opinión del COES

Sugerencia aceptada.

Los Agentes que se vean impactados podrán participar de los informes técnicos que se deriven de las conexiones provisionales.

Por lo tanto, se sugiere modificar la octava disposición complementaria en el siguiente sentido:

"15. DISPOSICIONES COMPLEMENTARIAS

(...)

OCTAVA: *En el caso de instalaciones provisionales que requieran ingresar al sistema con carácter de urgencia, debido a fallas que interrumpan suministro, o de configuraciones provisionales de instalaciones existentes como parte de la implementación de un proyecto, en coordinación con los Agentes cuyas instalaciones se vean impactadas según corresponda, se les exceptuará de cumplir lo indicado en los numerales 9, 10 y 11 del presente procedimiento, siendo solo necesario presentar el estudio de protecciones de la instalación provisional, y otra información que el COES considere necesaria. **Asimismo, de considerarlo necesario, el COES pedirá opinión a los Agentes que se vean eléctricamente impactados.***

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, corresponde modificar la Octava disposición complementaria del proyecto de modificación del PR-20 debido a presente comentario, con la siguiente redacción:

"15. DISPOSICIONES COMPLEMENTARIAS

(...)

OCTAVA: *En el caso de instalaciones provisionales que requieran ingresar al sistema con carácter de urgencia, debido a fallas que interrumpan suministro, o de configuraciones provisionales de instalaciones existentes como parte de la implementación de un proyecto, en coordinación con los Agentes cuyas instalaciones se vean impactadas según corresponda, se les exceptuará de cumplir lo indicado en los numerales 9, 10 y 11 del presente procedimiento, siendo solo necesario presentar el estudio de protecciones de la instalación provisional, y otra información que el COES considere necesaria. Asimismo, de considerarlo necesario, el COES pedirá opinión a los Agentes que se vean eléctricamente impactados."*

6.9 Comentario 9 de KALLPA (Requisitos generales PR-20)

Anexo 1

En el Alcance del Anexo 1, se indica:

ALCANCE

El presente anexo es de cumplimiento obligatorio para todas las instalaciones con infraestructura de generación, transmisión y demanda dentro del alcance de aplicación del PR-20, con el fin de evitar impactos negativos en la seguridad y calidad de las operaciones, así como también, cumplir con los indicadores de desempeño en su Punto de Conexión correspondiente.

Al respecto, consideramos que la referencia a “indicadores de desempeño”, este término debería ser eliminado, o en su defecto, definido y referenciado a la parte que corresponda en el Procedimiento. En este último caso, es necesario que se determine qué se hace referencia.

Sustento:

Ver sustento del Comentario 2 de KALLPA.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada

Es necesario que cumplan los indicadores de desempeño que se especifican en el numeral 2.6 del capítulo 2, del Anexo 1, dado que en dichos indicadores existen límites a considerar para la tensión, frecuencia, sobrecargas, etc., que no necesariamente se encuentran relacionados con la calidad y seguridad del Sistema.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20.

6.10 Comentario 10 de KALLPA (Requisitos Generales PR-20)

Anexo 1 Capítulo 2 2.2

En el Alcance, numeral 2.2, del Capítulo 2 del Anexo 1, se indica:

2.2. Alcance

(...)

- Para cumplir con ello, las nuevas instalaciones, ampliaciones o repotenciaciones deberán incluir como parte de su proyecto el nuevo equipamiento más, las modificaciones y/o adición de equipos que sean necesarios en la instalación existente como líneas de transmisión y subestaciones, para no degradar el diseño original, ni afectar seguridad operativa del SEIN.*

(...)

KALLPA sugiere incluir en esta parte del alcance, la referencia a la responsabilidad del COES de la planificación de la Transmisión en los casos en que exista ya un problema sistémico.

Sustento:

Transmisión, caso contrario, se puede entender que los titulares de las nuevas instalaciones, ampliaciones o repotenciaciones de la infraestructura de transmisión, generación y/o demanda, serían los encargados de solucionar problemas de diversa índole, cuando muchos de los cuales son de carácter sistémico, y como tales recaen en la responsabilidad del COES en cuanto a su atención y gestión.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada

En el Anexo 1 se especifican los requisitos. Lo relativo a las responsabilidades del COES están especificadas en la parte procedimental.

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20.

6.11 Comentario 11 de KALLPA (Requisitos Generales PR-20)**Anexo 1 Capítulo 2 2.2**

En el Alcance, numeral 2.2, del Capítulo 2 del Anexo 1, se indica:

2.2 Alcance

(...)

- *Las soluciones a los problemas de sobrecargas en líneas de transmisión y/o transformadores de potencia del STTN y STTR asociados a una instalación que se conecte por primera vez al SEIN, serán analizadas en el marco del Plan de Transmisión del periodo correspondiente, realizando las recomendaciones necesarias para asegurar la operatividad del SEIN. Las que correspondan a instalaciones del STL, serán analizadas en el EPO del proyecto que genera las sobrecargas.*

Se sugiere incluir en el último párrafo lo siguiente (texto subrayado):

(...)

Las soluciones a los problemas de sobrecargas en líneas de transmisión y/o transformadores de potencia del STTN y STTR asociados a una instalación que se conecte por primera vez al SEIN, serán analizadas en el marco del Plan de Transmisión del periodo correspondiente, realizando las recomendaciones necesarias para asegurar la operatividad del SEIN. Las que correspondan a

instalaciones del STL, serán analizadas en el EPO del proyecto que genera las sobrecargas, y en caso corresponda, el COES analizará el caso específico en el marco del Plan de Transmisión.

Sustento:

Sugerimos considerar el añadido sobre la base de que en muchas ocasiones en un sistema STL, previo al ingreso de un nuevo Proyecto existe un problema sistémico que no obedece a la inclusión de este nuevo proyecto, y que, como problema sistémico debería ser atendido por el COES en el Plan de Transmisión.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada. Ver opinión del COES al Comentario 22 de ENGIE.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20. Ver análisis de Osinergmin al Comentario 22 de ENGIE.

6.12 Comentario 12 de KALLPA (Requisitos Generales PR-20)

Anexo 1 Capítulo 2 2.3.1

En el numeral 2.3.1 del Capítulo 2 del Anexo 1, se indica:

2.3.1 CRITERIOS PARA LA CONEXIÓN EN LÍNEAS DETRANSMISIÓN

(...)

- *Las líneas de transmisión del STTN existentes o líneas de proyectos del STTN aprobados en el Plan de Transmisión, solo podrán admitir la conexión de nuevas instalaciones en las subestaciones extremas.*

Al respecto, debe prevalecer lo indicado en la Ley de Concesiones Eléctricas, con relación a que las conexiones a los sistemas de transmisión del SEIN son de libre acceso en caso haya capacidad disponible.

Sustento:

Las disposiciones del proyecto bajo comentario no pueden contradecir una norma de mayor jerarquía como lo es la Ley de Concesiones Eléctricas.

La restricción que se plantea en el numeral 2.3.1 del anexo 1, capítulo 2 comentado pasa por alto el principio del “open acces” recogida en una norma de mayor jerarquía.

Según lo establecido en el numeral 12.1 del artículo 12 de la Ley N° 28832, el COES tiene por finalidad coordinar la operación de corto, mediano y largo plazo del SEIN al mínimo costo, preservando la seguridad del sistema, el mejor

aprovechamiento de los recursos energéticos, así como planificar el desarrollo de la transmisión del SEINy administrar el Mercado de Corto Plazo.

El artículo 7 del Reglamento del COES recoge, de manera expresa, el deber del COES de actuar bajo el marco de la Ley (principio de legalidad), obligación que implica lo siguiente²:

"(...) El principio de legalidad en el Estado constitucional no significa simple y llanamente la ejecución y el cumplimiento de lo que establece una ley, sino también, y principalmente, su compatibilidad con el orden objetivo de principios y valores constitucionales".

Dicho principio **de legalidad, y además el de jerarquía normativa**, están reconocidos en los artículos 51 y 138 de la Constitución Política, así como en el numeral 1.1 del artículo IV del Título Preliminar, y en el numeral 5.3 del artículo 5 de la Ley del Procedimiento Administrativo General.

Opinión del COES

Sugerencia aceptada

En atención a los argumentos indicados se ha incluido en la tabla 2.1 del numeral 2.3.1 del capítulo 2 del Anexo 1 del PR-20 prepublicado, los criterios que se deberán cumplir en los nuevos proyectos que prevean el seccionamiento de líneas del STTN (500 kV).

Al respecto, en el caso del criterio de "Distancia mínima entre la subestación existente y el punto de seccionamiento", se ha considerado una distancia de 70 km que corresponde a la longitud en la que se requiere realizar una transposición completa según lo considerado en el numeral 3.3.5 del capítulo 3 del Anexo 1 del PR-20 prepublicado. Asimismo, de manera excepcional el COES evaluará aquellos casos en los que se infrinja mínimamente alguno de los criterios de seccionamiento de la tabla 2.1, los cuales deberán ser debidamente sustentados por el Gestor del Proyecto en el EPO.

Por lo tanto, se sugiere modificar el numeral 2.3.1 del capítulo 2 del Anexo 1 del PR-20 prepublicado. Ver las modificaciones en la opinión del COES al Comentario 23 de ENGIE.

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinerghmin al Comentario 23 de ENGIE.

6.13 Comentario 13 de KALLPA (Requisitos Generales PR-20)

Anexo 1 Capítulo 2 2.4.2

En el numeral 2.4.2 del Capítulo 2 del Anexo 1, se indica para las CGNC:

2.4.2 POR CONFIGURACIÓN GENERADOR – TRANSFORMADOR

(...)

- Las configuraciones permitidas para el conjunto generador–transformador de Centrales de Generación No Convencional (CGNC) son las siguientes:

Tabla 2.4 Rangos de potencia de CGNC

Potencia Nominal (MVA)	Configuraciones Permitidas
$20 \text{ MVA} \leq S_n \leq 150 \text{ MVA}$	(a) y (b)
$S_n > 150 \text{ MVA}$	(b)

(*) S_n máxima de cada transformador 150 MVA.

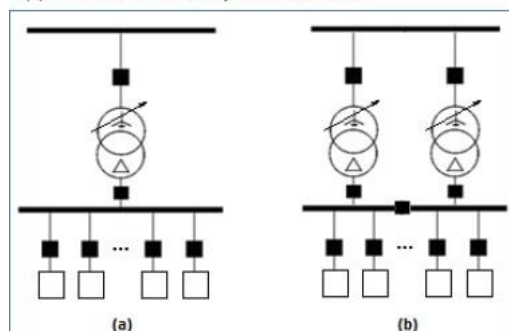


Figura 2.8. Configuraciones permitidas generador–transformador para CGNC

Al respecto, consideramos que la configuración de la conexión del transformador debe ser referencial para centrales mayores a 150 MVA y se debe revisar en cada proceso del EPO correspondiente.

Sustento:

Es importante considerar que cada caso específico debe analizarse en el estudio de Pre-Operatividad correspondiente; caso contrario, podría encarecerse un proyecto de manera innecesaria.

Opinión del COES

Observación no aceptada.

La configuración propuesta obedece a contar con flexibilidad y seguridad de operación de las instalaciones, por lo que se considera necesario mantener la configuración propuesta.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20.

6.14 Comentario 14 de KALLPA (Requisitos CGNC)

Anexo 1 Capítulo 2, numeral 2.4.3

En el numeral 2.4.3 del Capítulo 2 del Anexo 1, se incluye:

2.4.3 POR CAPACIDAD DINÁMICA

Las unidades de generación deben estar diseñadas con una capacidad de energía cinética para responder ante variaciones súbitas de frecuencia y mantener su estabilidad dentro del SEIN. Para ello, deberán cumplir con diseñar sus instalaciones con una Constante de Inercia (H) que se encuentre dentro de los rangos mostrados en la Tabla 2.5.

Tabla 2.5. Rangos permitidos de Constantes de Inercia para Generadores

Tipo de Generación	Constante de Inercia H (s)
Unidad Térmica	$H > 3,0$ s
Unidad Hidráulica	$H > 2,0$ s
Generación No Convencional	$H \geq 2,5$ s (*)

(*) Empleando inercia sintética, detalle ver numeral 4.4.4 del Capítulo 4.

Al respecto, debemos observar que estos rangos establecidos en la Tabla 2.5 constituyen una nueva exigencia, por lo que se debe incluir una Disposición Complementaria donde se especifique el hito o fecha a partir de la cual serán de aplicación, dado de que existen proyectos que se encuentran en construcción y/o análisis.

Respecto a la Generación No Convencional, se está exigiendo que deben contar con inercia sintética. Esto conllevaría a todo el SEIN a una mejora en la confiabilidad, por ello consideramos que a este tipo de generación también se le debe exigir que participen en la Regulación Primaria de Frecuencia; de lo contrario, el desempeño del Sistema Eléctrico ante variaciones de frecuencia se irá degradando.

Sustento:

Ante nuevas exigencias, es necesario especificar el inicio de su aplicación, en atención a la predictibilidad y legítima confianza que la regulación debe brindar a los Administrados, considerando que existen diversos proyectos en la actualidad que se encuentran en fase de desarrollo.

Ver sustento en el Comentario 2 de KALLPA.

Opinión del COES

Sugerencia aceptada.

El inicio de su aplicación se indicará en la resolución de aprobación de la propuesta de modificación del PR-20.

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. La propuesta final del PR-20 incluirá fecha de aplicación del nuevo procedimiento.

6.15 Comentario 15 de KALLPA (Requisitos Generales PR-20)

Anexo 1 Capítulo 2, numeral 2.4.4

En el numeral 2.4.4 del Capítulo 2 del Anexo 1, el proyecto bajo comentario propone incluir lo siguiente (el subrayado es énfasis nuestro):

2.4.4 Criterios para el punto de conexión

“(…)

Asimismo, el diseño del proyecto de generación deberá considerar que al interconectarse al SEIN, resista los esfuerzos de torsión en los conjuntos de turbina-generador como resultado de maniobras, cortocircuitos, recierre o interacciones de torsión resultantes de resonancias entre los modos de red eléctrica y los modos mecánicos del conjunto de turbina-generador (resonancias subsíncronas -RSS) o entre estos y controles en el SEIN.”

Al respecto, sobre este último párrafo consideramos necesario se mencione que estas condiciones de diseño se hacen sobre la base de la información disponible que tiene el Gestor del Proyecto, y aquellos **identificados en el Plan de Transmisión correspondiente y/o EPO del Proyecto.**

Sustento:

Un Proyecto de generación en fase de evaluación considera el punto de conexión y el Plan de Transmisión correspondiente como primer referente, es decir, su diseño se basa en condiciones iniciales con condiciones inciertas para el futuro. En este contexto, no es posible establecer con antelación que dicho Proyecto pueda resistir los esfuerzos de torsión en los conjuntos de turbina-generador como resultado de maniobras, cortocircuitos, recierre o interacciones de torsión resultantes de resonancias entre los modos de red eléctrica y los modos mecánicos del conjunto de turbina-generador (resonancias subsíncronas - RSS), o entre estos y controles en el SEIN como lo establece la propuesta.

Ver sustento en Comentario 2 de KALLPA.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Ya se está indicando bajo que escenarios el gestor del proyecto debe realizar los análisis.

“El Titular de generación, es el responsable de evaluar en su diseño cualquier efecto que pueda tener el SEIN sobre sus instalaciones y del impacto negativo que pueda ocasionar su proyecto al SEIN e instalaciones en el área de influencia al Punto de Conexión. Para ello, tomando en cuenta los estudios sistémicos realizados por el COES, deberá realizar todos los estudios necesarios (Estudio de Pre Operatividad) para evaluar el impacto de la planta

en el SEIN y considerar medidas correctivas que sean apropiadas para evitarlos.

Asimismo, el diseño del proyecto de generación deberá considerar que al interconectarse al SEIN, resista los esfuerzos de torsión en los conjuntos de turbina-generador como resultado de maniobras, cortocircuitos, recierre o interacciones de torsión resultantes de resonancias entre los modos de red eléctrica y los modos mecánicos del conjunto de turbina-generador (resonancias subsíncronas - RSS) o entre estos y controles en el SEIN."

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20.

6.16 Comentario 16 de KALLPA (Líneas de Transmisión)

Anexo 1 Capítulo 3 3.2.5

En el numeral 3.2.5 del Capítulo 3 del Anexo 1, se incluye la siguiente fórmula:

3.2.5 Emisión electromagnética

(...)

- **Efecto corona**

(...)

$$E_c = 0,95 \times m \times 21,1 \times \delta * \left(1 + \frac{0,301}{\sqrt{\delta r_c}} \right) kVrms/cm$$

Donde:

E_c : Gradiente crítico (kVrms/cm)

m : Factor de irregularidad del conductor = 0,81

δ : Densidad relativa del aire

r_c : Radio del conductor (cm)

(...)

Sugerimos uniformizar el uso del signo de multiplicación. Asimismo, se sugiere enumerar las fórmulas, para una mejor identificación, ubicación y uso como referencia. Ejemplo: (3.1)

Sustento:

Se debe homologar las unidades, signos y elementos que se utilizan en el formato contenido en el Procedimiento bajo comentario para evitar confusiones en su aplicación.

Opinión del COES

Sugerencia aceptada.

Se recomienda modificar los signos y numerar las fórmulas incluidas en los numerales 3.2.4, 3.2.5 y 3.3.7 del capítulo 3 del Anexo 1 del PR-20 prepublicado, en el siguiente sentido:

“3.2.4 COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO Y PROTECCIÓN CONTRA RAYOS

(...)

Para altitudes mayores a 1000 msnm el factor de corrección será:

$$F_C = e^{0,1215xm_1x\left(\frac{H}{1000}-1\right)} \quad (3.1)$$

(...)

3.2.5 Emisión electromagnética

(...)

$$E_C = 0,95 \times m \times 21,1 \times \delta \times \frac{\left(1 + \frac{0,301}{\sqrt{\delta r_c}}\right) kV_{rms}}{cm} \dots (3.2)$$

(...)

3.3.7 GEOMETRÍA DE LA PARTE SUPERIOR DE LA ESTRUCTURA

(...)

$$Pv = 0,885 \times V \left(\frac{kg}{m^2}\right) \dots (3.3)$$

(...)

$$D = K_C \sqrt{f + L} + \frac{V}{d \times 150} + b \text{ (m)} \dots (3.4)$$

(...)”

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, corresponde modificar de forma los numerales 3.2.4, 3.2.5 y 3.3.7 del capítulo 3 del Anexo 1 del proyecto de modificación del PR-20:

“3.2.4 COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO Y PROTECCIÓN CONTRA RAYOS

(...)

Para altitudes mayores a 1000 msnm el factor de corrección será:

$$F_C = e^{0,1215xm_1x\left(\frac{H}{1000}-1\right)} \quad (3.1)$$

(...)

3.2.5 Emisión electromagnética

(...)

$$E_C = 0,95 \times m \times 21,1 \times \delta \times \left(1 + \frac{0,301}{\sqrt{\delta r_c}}\right) \frac{kV_{rms}}{cm} \quad (3.2)$$

(...)

3.3.7 GEOMETRÍA DE LA PARTE SUPERIOR DE LA ESTRUCTURA

(...)

$$P_v = 0,885 \times V \left(\frac{kg}{m^2} \right) \quad (3.3)$$

(...)

$$D = K_C \sqrt{f + L} + \frac{V}{\delta \times 150} + b \text{ (m)} \quad (3.4)$$

(...)''

6.17 Comentario 17 de KALLPA (Requisitos CGC)

Anexo 1 Capítulo 4 4.3.1

En el numeral 2.4.4 del Capítulo 4 del Anexo 1, se incluye:

4.3. CENTRALES DE GENERACIÓN CONVENCIONAL (CGC)

4.3.1. CRITERIOS GENERALES A CONSIDERAR

(...)

- *Todas las unidades generadoras deben ser diseñadas para soportar esfuerzos torsionales provenientes de maniobras de equipos de transmisión, corto circuitos en la red o reconexiones de grandes cargas.*

(...)

Ver Comentario 13 de KALLPA

Sustento:

Ver sustento de Comentario 13 de KALLPA

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

El Comentario 13 de KALLPA, esta referida a la configuración de las Centrales.

La observación referida a la RSS, es el Comentario 15 de KALLPA, en cuyo análisis se detalla el tema de los esfuerzos torsionales.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20.

6.18 Comentario 18 de KALLPA (Requisitos CGC)

Anexo 1 Capítulo 4 4.3.3

En el numeral 4.3.3 del Capítulo 4 del Anexo 1, se indica:

4.3 CENTRALES DE GENERACIÓN CONVENCIONAL (CGC)

(...)

4.3.3. Sistema de excitación y regulación de tensión(SERT)

- *La CGC debe estar diseñada para operar en tres (3) modos distintos, como son:*
 - *Modo control de tensión;*
 - *Modo control de potencia reactiva;*
 - *Modo control de factor de potencia*

El COES establecerá el modo de control con la que operará la central, cuando apruebe su integración al SEIN; tomando el punto de conexión como referencia de control.

Sobre este último párrafo, consideramos que se debe eliminar “**punto de conexión**” como referencia de control y usar barra de MT o AT de la central de generación, siempre y cuando no sea el Punto de Conexión, ya que en el punto de conexión se puede tener otros elementos de control, como son otras centrales o equipos FACTS, las cuales no se define como se realizaría en estos casos.

En el supuesto negado de mantener la referencia al punto de conexión, se entiende que la regulación de tensión es un tema local de un área, por lo que no se estaría dando una situación equitativa para los nuevos proyectos y los existentes de un área. Por ello, consideramos necesario incluir la regulación de tensión en el Punto de Conexión, como un Servicio Complementario y su respectiva remuneración, lo cual debería ser incluido en los Procedimientos Técnicos del COES que regulen los Servicios Complementarios.

Sustento:

Se está incorporando un nuevo Servicio para las Centrales, al incluir que se tome como referencia de control el punto de conexión. Si se insiste con el punto de conexión, esto debe ser tratado como un Servicio Complementario y tener contemplada su respectiva remuneración como tal, dará fin de otorgarle el tratamiento adecuado, entre las instalaciones existentes y futuras.

Opinión del COES

Sugerencia parcialmente aceptada.

La CGC debe tener la capacidad de controlar tensión en los bornes del generador y/o en la barra de alta tensión de la central, y ello será definido cuando se apruebe su integración al SEIN. Asimismo, la inyección y/o absorción de potencia reactiva es reconocida en los procesos de liquidaciones.

Por lo que se propone modificar el numeral 4.3.3 de la siguiente manera:

“4.3.3 Sistema de excitación y regulación de tensión (SERT)

- *La CGC debe estar diseñada para operar en tres (3) modos distintos, como son:*
 - *Modo control de tensión;*
 - *Modo control de potencia reactiva;*
 - *Modo control de factor de potencia*

*El COES establecerá el modo de control con la que operará la central, cuando apruebe su integración al SEIN; tomando **los bornes del generador o la barra de alta tensión de la central** como referencia de control.”*

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, corresponde modificar de forma los numerales 4.3.3 del capítulo 4 del Anexo 1 del proyecto de modificación del PR-20:

“4.3.3 Sistema de excitación y regulación de tensión (SERT)

- *La CGC debe estar diseñada para operar en tres (3) modos distintos, como son:*
 - *Modo control de tensión;*
 - *Modo control de potencia reactiva;*
 - *Modo control de factor de potencia*

El COES establecerá el modo de control con la que operará la central, cuando apruebe su integración al SEIN; tomando los bornes del generador o la barra de alta tensión de la central como referencia de control.”

6.19 Comentario 19 de KALLPA (Requisitos CGNC)

Anexo 1 Capítulo 4 4.4.2

En el numeral 4.4.2 del Capítulo 4 del Anexo 1, se indica:

4.4 CENTRALES DE GENERACIÓN NO CONVENCIONAL (CGNC)

(...)

4.4.2 CONTROL DE POTENCIA ACTIVA Y FRECUENCIA

- **En Arranque y Desconexión**

Las CGNC deben garantizar en el arranque una rampa inferior al 10% de la potencia nominal por minuto.

Para el caso de Centrales Eólicas, la instalación debe garantizar que, a altas velocidades del viento a la cual las turbinas eólicas deban desconectar, éstas no se desconecten simultáneamente. La reducción de generación debe ser gradual sin dañar los aerogeneradores y preservando la estabilidad del SEIN.

(...)

KALLPA considera que se debe incluir cómo debería ser la desconexión gradual, en porcentaje de potencia y tiempos de desconexión. Por ello, sugerimos un mayor análisis de este tema, ya que es posible que no se cumplan las dos condiciones generales: **sin dañar los aerogeneradores y preservando la estabilidad del SEIN**. Es posible que esto se convierta en una problemática de regulación de frecuencia, por lo que se requiere que todas las centrales, CGC y CGNC aporten RPF.

Sustento:

Es necesario un mayor análisis de este tema, partiendo la discusión desde cómo se realiza el control de los aerogeneradores ante altas velocidades.

Opinión del COES

Sugerencia aceptada.

En el caso que la velocidad del viento sea demasiado elevada (usualmente mayor a 25 m/s), es posible usar las palas como freno aerodinámico para conseguir que el aerogenerador se pare, para esto será necesario controlar sobre el ángulo de giro de la pala (control de cambio de paso) provocando la pérdida aerodinámica.

En otros sistemas en lugar de parar la máquina, el generador continúa conectado a la red y el sistema de control de paso actúa reduciendo la potencia de tal forma que las cargas se mantengan dentro de los valores admisibles (evitar sobrecargas en el aerogenerador), la desventaja es la mayor complejidad de control.

Asimismo, otra tendencia es generar un "derating" y antes de llegar a los 25 m/s los aerogeneradores empiezan reducir su producción, evitando la desconexión simultánea siempre orientado a que el SEIN opere con mayor grado de confiabilidad.

En línea con lo anterior, los parques eólicos deben reducir la potencia activa en casos de altas velocidades de viento, antes que se active la protección de desconexión en las turbinas (cut-out wind speed). Esto se debe a que la estabilidad del SEIN debe mantenerse en dichas condiciones. Los Parques Eólicos deben tener la función de reducir automáticamente su producción para evitar una desconexión, según se menciona líneas arriba.

Cabe indicar que estas singularidades no son comunes en el Perú y si se produce será de muy pocas horas, no afectando a la producción de las centrales eólicas.

Se sugiere modificar el numeral 4.4.2 Capítulo 4 Anexo 1 del PR-20 prepublicado, en el siguiente sentido:

(...)

4.4.2 CONTROL DE POTENCIA ACTIVA Y FRECUENCIA

- *En Arranque y Desconexión*

*Para el caso de Centrales Eólicas, la instalación debe garantizar que, a altas velocidades del viento a la cual las turbinas eólicas deban desconectar, éstas no se desconecten simultáneamente. La reducción de generación debe ser gradual, **antes que se active la protección de desconexión en las turbinas eólicas (cut-out wind speed)** sin dañar los aerogeneradores y preservando la estabilidad del SEIN."*

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, corresponde modificar de forma los numerales 4.4.2 del capítulo 4 del Anexo 1 del proyecto de modificación del PR-20:

"4.4.2 CONTROL DE POTENCIA ACTIVA Y FRECUENCIA

- *En Arranque y Desconexión*

Para el caso de Centrales Eólicas, la instalación debe garantizar que, a altas velocidades del viento a la cual las turbinas eólicas deban desconectar, éstas no se desconecten simultáneamente. La reducción de generación debe ser gradual, antes que se active la protección de desconexión en las turbinas eólicas (cut-out wind speed) y preservando la estabilidad del SEIN."

6.20 Comentario 20 de KALLPA (Requisitos CGNC)

Anexo 1 Capítulo 4 Numeral 4.4.3

En el numeral 4.4.3 del Capítulo 4 del Anexo 1, se indica:

4.4 CENTRALES DE GENERACIÓN NO CONVENCIONAL (CGNC)

(...)

4.4.3 CONTROL DE LA POTENCIA REACTIVA Y TENSIÓN

(...)

Asimismo, las CGNC deben tener implementado el equipamiento necesario para poder operar con los siguientes tres (3) modos de control:

- *Modo control de tensión;*
- *Modo control de potencia reactiva;*
- *Modo control de factor de potencia*

El COES establecerá el modo de control y la consigna con las que operará una CGNC, cuando apruebe su integración al SEIN, pudiéndolo modificar cuando el sistema eléctrico lo requiera; tomando el lado de alta tensión del transformador elevador como referencia de control. Para cualquier nivel de potencia activa, deben tener la capacidad de estabilizar su respuesta en un tiempo máximo de un (1) minuto.

En dicho numeral se indica como referencia de control, el lado de alta tensión del transformador elevador. Al respecto, consideramos que no debería haber diferencias entre lo que se exige a las CGC ya las CGNC. Tomar en cuenta que el lado de alta tensión podría o no ser el Punto de Conexión.

Ver Comentario 16 de KALLPA.

Sustento:

Se debe regular un tratamiento igualitario para las CGC y CGNC, ya se para el control de tensión en una barra que no sea la de Punto de Conexión.

Opinión del COES

Sugerencia aceptada.

Con relación al control de potencia reactiva y tensión, las especificaciones son similares tanto para las CGC y las CGNC. En cuanto al modo de control y la consigna que operaran las centrales de generación será establecida por el COES en la etapa de aprobación de la integración al SEIN de cada proyecto, más aún ello podrá ser modificado cuando el SEIN lo requiera. Asimismo, para que haya un tratamiento igualitario, se modifica el numeral 4.3.3 SISTEMA DE EXCITACIÓN Y REGULACIÓN DE TENSIÓN (SERT). Ver opinión de COES al Comentario 18 de KALLPA.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinergmin al Comentario 18 de KALLPA

6.21 Comentario 21 de KALLPA (Requisitos CGNC)

Anexo 1 Capítulo 4 Numeral 4.4.4

En el numeral 4.4.4 del Capítulo 4 del Anexo 1, se indica:

4.4.4 CAPACIDAD DINAMICA EN CONTINGENCIAS

En condiciones de operación en contingencia, ante un súbito desvío de la frecuencia, deberá tener la capacidad de contribuir con una energía activa almacenada equivalente a una inercia (H), según se detalla en la Tabla 2.5 del Capítulo 2. Para ello, debe contar con una infraestructura necesaria y un controlador adecuado para emular una inercia (inercia sintética), contribuyendo como mínimo con el 10 % de su potencia nominal, durante un período mínimo de 5 segundos, retornando automáticamente a su condición inicial al regresar la frecuencia a su valor nominal, pudiendo emplearse para ello, volantes o sistemas de almacenamiento de energía u otros mecanismos que se establezcan en la operación.

Sobre el enunciado "... contribuyendo como mínimo con el 10 % de su potencia nominal, durante un periodo mínimo de 5 segundos, ..." se hace la consulta cómo se ha determinado el valor del 10 %, y por qué no podría ser un menor valor, por ejemplo 5 %.

Sustento:

Es necesario el sustento de las exigencias establecidas. En este caso, y en atención a la predictibilidad y confianza legítima que la regulación debe preservar, es importante contar con el sustento de por qué se establece el valor de 10% como mínimo por un periodo de 5 segundos y su respectiva comparación con otras tecnologías, unidades hidráulicas y/o térmicas.

Opinión del COES

Sugerencia aceptada. Ver opinión del COES al Comentario 7 de la SPR.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinergmin al Comentario 7 de la SPR.

6.22 Comentario 22 de KALLPA (BESS)

En el numeral 4.5 del Capítulo 4 del Anexo 1, se incluye:

4.5. EXIGENCIAS PARA LOS SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ACTIVA

El sistema de almacenamiento de energía activa, es capaz de inyectar o absorber potencia al sistema eléctrico de manera rápida y sostenerla durante un tiempo prefijado. Estos equipos estáticos, podrán emplearse en la Regulación Primaria de Frecuencia (RPF), para mejorar su factor de planta o reserva dinámica ante contingencias (inercia sintética). Para estos usos, deberán tener alta eficiencia, esto es, el proceso de almacenamiento deberá procurar minimizar el consumo de energía retirada del SEIN. Asimismo, deberán estar dimensionados con la capacidad necesaria para cumplir con la

magnitud de potencia que se le requiera, durante el periodo de tiempo especificado.

Al respecto, anotamos que los equipos de almacenamiento de energía activa no deben ser considerados dentro del capítulo 4, ya que no son centrales de generación y, además, ello excede a lo indicado en los objetivos y alcances del capítulo 4 del presente anexo.

Los sistemas de almacenamiento no solo podrían emplearse para RPF o emular energía sintética, sino también para Peak Shaving, optimización de uso de líneas de transmisión, evitar rechazo de demanda, mover generación de un bloque de demanda a otros, entre otros.

Asimismo, se sugiere retirar la expresión *“Para estos usos, deberán procurar minimizar el consumo de energía retirada del SEIN”*, ya que no se puede minimizar el consumo de energía para el proceso de inyección-consumo, a menos que se refiera a minimizar pérdidas.

Sustento:

Se está definiendo de forma indirecta a los sistemas de almacenamiento y sus posibles usos, sin considerar que pueden tener otro comportamiento dado un uso diferente al servicio de RPF e inercia sintética, como peak shaving, u optimización del uso de líneas. Ello deberá ser objeto de una regulación independiente, con la evaluación y análisis previos correspondientes.

Asimismo, no deben ser considerados en el Capítulo 4, cuyo título es: “REQUISITOS TÉCNICOS MÍNIMOS DE INSTALACIONES DE GENERACIÓN ELÉCTRICA”. Los sistemas de almacenamiento no deben ser tratados como generadores eléctricos, sino de acuerdo con la función que ejercerán.

Opinión del COES

Sugerencia parcialmente aceptada.

El uso de los Sistemas de Almacenamiento de Energía con Baterías está limitado para operar como sistema complementario de una Central de generación; por lo tanto, no se está definiendo para otros posibles usos de servicios complementarios. Por consiguiente, se sugiere mantener los requisitos técnicos mínimos de estos sistemas en el numeral 4.5 del capítulo 4 del anexo 1 del PR-20.

De otro lado, se ha identificado que es requerido modificar el título y el objetivo de dicho capítulo incluyendo textualmente estos sistemas de almacenamiento, conforme a lo siguiente:

“CAPÍTULO 4. REQUISITOS TÉCNICOS MÍNIMOS DE INSTALACIONES DE GENERACIÓN ELÉCTRICA Y SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA CON BATERÍAS

4.1 OBJETIVO

*Establecer los requisitos técnicos mínimos y criterios de diseño de los equipos principales de las Centrales de Generación Convencional (CGC) ~~y~~, No Convencional (CGNC) **y Sistemas de Almacenamiento de Energía con Baterías (BESS)** para su conexión al SEIN, con la finalidad de no ocasionar un impacto negativo a la operación interconectada al sistema eléctrico y cumplir con los requisitos básicos de control de la potencia activa y reactiva, tensión y frecuencia durante la operación normal y en contingencia*

(...)"

De otro lado, como se mencionó anteriormente, el uso de los sistemas de almacenamiento de energía está delimitado para regulación de frecuencia, mejoramiento del factor de planta o inercia sintética de una central de generación. Los demás usos que se le podrían dar a estos sistemas no se encuentran contemplados; sin embargo, para no limitar estrictamente el uso de los BESS en cuanto a regulación de frecuencia, se sugiere modificar el numeral 4.5 del capítulo 4 del anexo 1 del PR-20 prepublicado, en el siguiente sentido:

(...)

"4.5 EXIGENCIAS PARA LOS SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ACTIVA

El sistema de almacenamiento de energía activa es capaz de inyectar o absorber potencia al sistema eléctrico de manera rápida y sostenerla durante un tiempo prefijado.

*Estos equipos estáticos, podrán emplearse en la Regulación **Primaria de Frecuencia** ~~(RPF)~~, para mejorar su factor de planta o reserva dinámica ante contingencias (inercia sintética). Para estos usos, deberán tener alta eficiencia, esto es, el proceso de almacenamiento deberá procurar minimizar el consumo de energía retirada del SEIN. Asimismo, deberán estar dimensionados con la capacidad necesaria para cumplir con la magnitud de potencia que se le requiera, durante el periodo de tiempo especificado.*

(...)"

Finalmente, la expresión "deberán procurar minimizar el consumo de energía retirada del SEIN", está referida a la eficiencia del proceso de almacenamiento de energía del BESS, es decir, la tecnología usada para la instalación de este sistema deberá tener una alta eficiencia, con el fin de minimizar la energía retirada del SEIN para su carga.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, corresponde modificar el título del capítulo 4 del Anexo 1, y los numerales 4.1 y 4.5 del mismo capítulo, de acuerdo con lo siguiente:

“CAPÍTULO 4. REQUISITOS TÉCNICOS MÍNIMOS DE INSTALACIONES DE GENERACIÓN ELÉCTRICA Y SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA CON BATERÍAS

4.1 OBJETIVO

Establecer los requisitos técnicos mínimos y criterios de diseño de los equipos principales de las Centrales de Generación Convencional (CGC) y No Convencional (CGNC) para su conexión al SEIN, así como las exigencias para los y Sistemas de Almacenamiento de Energía con Baterías (BESS), con la finalidad de no ocasionar un impacto negativo a la operación interconectada al sistema eléctrico y cumplir con los requisitos básicos de control de la potencia activa y reactiva, tensión y frecuencia durante la operación normal y en contingencia

(...)”

“4.5 EXIGENCIAS PARA LOS SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ACTIVA

El sistema de almacenamiento de energía activa es capaz de inyectar o absorber potencia al sistema eléctrico de manera rápida y sostenerla durante un tiempo prefijado.

Estos equipos estáticos, podrán emplearse en la Regulación, para mejorar su factor de planta o reserva dinámica ante contingencias (inercia sintética). Para estos usos, deberán tener alta eficiencia, esto es, el proceso de almacenamiento deberá procurar minimizar el consumo de energía retirada del SEIN. Asimismo, deberán estar dimensionados con la capacidad necesaria para cumplir con la magnitud de potencia que se le requiera, durante el periodo de tiempo especificado.

(...)”

6.23 Observación 23 (KALLPA) BESS

Anexo 1 Capítulo 4 4.5.3

En el numeral 4.5.3 del Capítulo 4 del Anexo 1, se incluye para los Sistemas de Almacenamiento:

4.5.3 DIMENSIONAMIENTO PARA RPF

La capacidad máxima admisible del sistema de almacenamiento de energía activa para RPF estará sujeta a las disposiciones indicadas en el procedimiento técnico correspondiente.

Al respecto, debemos señalar que lo indicado en el numeral 4.5.3 no resulta coherente con el numeral 4.4.4, ya que en éste se indica que debe ser como mínimo el 10 %, y en el numeral 4.5.3 se indica que va a estar sujeta a las disposiciones de otros procedimientos.

En general, KALLPA considera que no debería existir un límite de capacidad en el diseño de los sistemas de almacenamiento de energía. La capacidad debería ser propuesta por los Gestores de los Proyectos y validados en los Estudios de Pre-Operatividad correspondientes.

Sustento:

Ver sustento del Comentario 2 de KALLPA.

Opinión del COES

Sugerencia parcialmente aceptada.

Respecto a la propuesta del numeral 4.4.4 del capítulo 4 del Anexo 1 del PR-20 prepublicado, en este se establece las características mínimas que deberá tener una instalación de un Sistema de Almacenamiento de Energía destinada a brindar Inercia sintética de una Central de Generación no Convencional, lo cual no tiene relación con lo indicado en la propuesta del numeral 4.5.3, ya que, en este último se hace referencia a la capacidad de un Sistema de Almacenamiento de Energía destinado a brindar el servicio de Regulación de Frecuencia.

De otro lado, con el objetivo de no limitar estrictamente su uso en cuanto a Regulación de Frecuencia, se sugiere la siguiente modificación al numeral 4.5.3 del capítulo 4 del anexo 1 del PR-20 prepublicado, en el siguiente sentido:

"4.5.3 DIMENSIONAMIENTO PARA *RPF-REGULACIÓN DE FRECUENCIA*

*La capacidad máxima admisible del sistema de almacenamiento de energía activa **con baterías destinado para a brindar el servicio de RPF-Regulación de Frecuencia** estará sujeta a las disposiciones indicadas en ~~el~~ **los procedimientos técnicos correspondientes. En ese sentido, el sistema de almacenamiento de energía con baterías deberá tener una capacidad suficiente y necesaria para cumplir las exigencias indicadas en dichos procedimientos.**"*

Análisis de Osinerghmin

Con relación a lo indicado por el COES relacionado al numeral 4.4.4, ver análisis de Osinerghmin al Comentario 7 de SPR. Con relación de la modificación del numeral 4.5.3 de acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, corresponde modificar el numeral 4.5.3 del capítulo 4 del Anexo 1 del proyecto de modificación del PR-20, de acuerdo con lo siguiente:

"4.5.3 DIMENSIONAMIENTO PARA *REGULACIÓN DE FRECUENCIA*

La capacidad máxima admisible del sistema de almacenamiento de energía activa con baterías destinado ~~para~~ a brindar el servicio de Regulación de Frecuencia estará sujeta a las disposiciones indicadas en ~~el~~ los procedimientos técnicos correspondientes. En ese sentido, el sistema de almacenamiento de energía con baterías deberá tener una capacidad suficiente y necesaria para cumplir las exigencias indicadas en dichos procedimientos.”

6.24 Comentario 24 de KALLPA (Protecciones)

En el numeral 6.10.1 del Capítulo 6 del Anexo 1

Se repite dos figuras.

6.10.1 MEDIDORES DE ENERGÍA

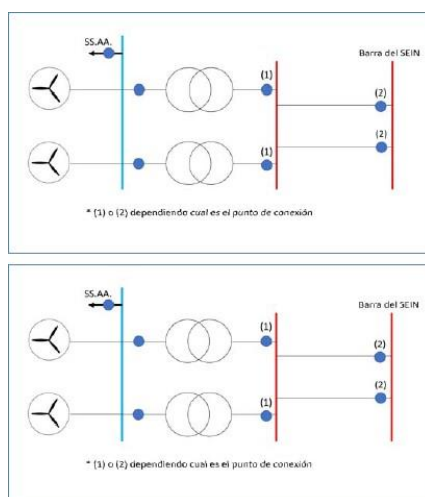
Los sistemas de medición deben respetar las disposiciones que se señalan a continuación.

- **Ubicación de los Puntos de Medición**

Las mediciones deberán efectuarse en los siguientes puntos:

(...)

- *Para la conexión de centrales Eólicas y Solares, los puntos de medición se deben ubicar como mínimo en el lado de baja tensión de los transformadores elevadores, en los servicios auxiliares y en los puntos de conexión al SEIN (lado de alta de tensión de los transformadores elevadores o en el extremo de las líneas)*



(...)

Al respecto, para la versión final, consideramos que no se debe mostrar gráficos repetidos para un ítem.

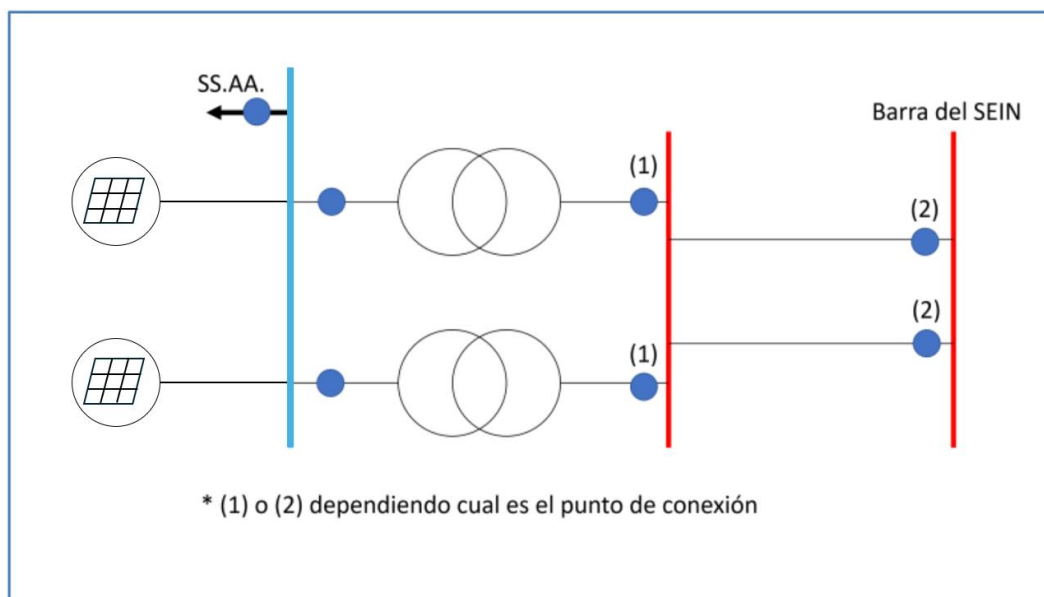
Sustento:

Para la versión final, no se debe mostrar gráficos repetidos para un ítem.

Opinión del COES

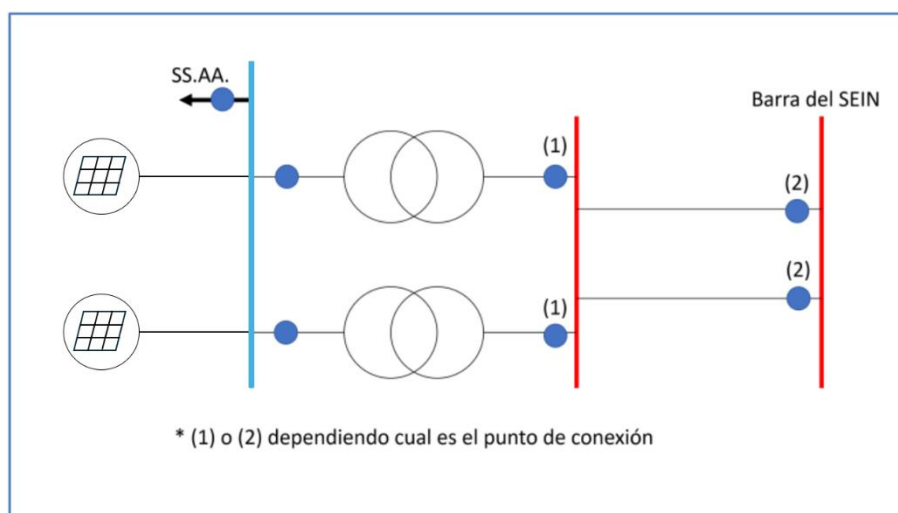
Sugerencia aceptada.

Se actualiza la segunda gráfica haciendo referencia una central fotovoltaica.



Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, corresponde actualizar el segundo gráfico del numeral 6.10.1 del capítulo 6 del Anexo 1 del proyecto de modificación del PR-20 relacionado a las centrales eólicas y solares, de acuerdo con lo siguiente:



6.25 Comentario 25 de KALLPA (RSS)

Numeral 6.6 Anexo 2

6.6 ESTUDIO DE RESONANCIA SUBSÍNCRONA

(...)

El estudio de RSS se aplica a los proyectos de incorporación de nuevas instalaciones del Sistema de Transmisión que posea compensación basada en bancos de capacitores serie y a los proyectos de nuevas instalaciones del sistema de transmisión que modifiquen la topología de las redes de 500 kV que posean o no compensación serie capacitiva. Para el caso de redes de 220 kV, es aplicable cuando el COES lo determine; y, para centrales de generación termoeléctrica y centrales no convencionales, cuando estén expuestas al riesgo del fenómeno de RSS, lo cual será determinado por el COES en el alcance del EO. Entiéndase por riesgo de RSS a la afectación de las unidades debido principalmente a la inestabilidad torsional.

(...)

Corregir “en el alcance del EO” por “en el alcance del EPO”

Sustento:

KALLPA sugiere corregir el error en la referencia para evitar confusión.

Opinión del COES

Sugerencia aceptada.

Lo observado corresponde a un error de tipografía; en ese sentido, se debe modificar el numeral 6.6 del Anexo 2, numeral 3 del Anexo 2 y numeral 10 del Anexo 3

“6.6 ESTUDIO DE RESONANCIA SUBSÍNCRONA

(...)

*El estudio de RSS se aplica a los proyectos de incorporación de nuevas instalaciones del Sistema de Transmisión que posea compensación basada en bancos de capacitores serie y a los proyectos de nuevas instalaciones del sistema de transmisión que modifiquen la topología de las redes de 500 kV que posean o no compensación serie capacitiva. Para el caso de redes de 220 kV, es aplicable cuando el COES lo determine; y, para centrales de generación termoeléctrica y centrales no convencionales, cuando estén expuestas al riesgo del fenómeno de RSS, lo cual será determinado por el COES en el alcance del **EPO**. Entiéndase por riesgo de RSS a la afectación de las unidades debido principalmente a la inestabilidad torsional.*

(...)”

“3. CONTENIDO DEL EPO

(...)

() Se debe incluir el Estudio de Resonancia Sub Síncrona descrito en el numeral 6.6 del presente Anexo. ~~a los proyectos de incorporación de~~*

~~nuevas instalaciones del Sistema de Transmisión que posean compensación basada en bancos de capacitores serie y a los proyectos de nuevas instalaciones del sistema de transmisión que modifiquen la topología de las redes de 500kV que posean o no compensación serie capacitiva. Para el caso de redes de 220 kV, cuando el COES lo determine; y, para centrales de generación termoeléctrica y centrales no convencionales, cuando estén expuestas al riesgo del fenómeno de RSS, lo cual será determinado por el Gestor del Proyecto.~~

(...)"

"10. ESTUDIO DE RESONANCIA SUBSÍNCRONA

(...)

El estudio de RSS se aplica a los proyectos de incorporación de nuevas instalaciones del Sistema de Transmisión que posea compensación basada en bancos de capacitores serie y a los proyectos de nuevas instalaciones del sistema de transmisión que modifiquen la topología de las redes de 500 kV que posean o no compensación serie capacitiva. Para el caso de redes de 220 kV, es aplicable cuando el COES lo determine; y, para centrales de generación termoeléctrica y centrales no convencionales, cuando estén expuestas al riesgo del fenómeno de RSS, lo cual será determinado por el COES en el alcance del EO. Entiéndase por riesgo de RSS a la afectación de las unidades debido principalmente a la inestabilidad torsional

(...)"

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, corresponde modificar el numeral 6.6 del Anexo 2, numeral 3 del Anexo 2 y numeral 10 del Anexo 3 del proyecto de modificación del PR-20, de acuerdo con lo siguiente:

Anexo 2

"6.6 ESTUDIO DE RESONANCIA SUBSÍNCRONA

(...)

El estudio de RSS se aplica a los proyectos de incorporación de nuevas instalaciones del Sistema de Transmisión que posean compensación basada en bancos de capacitores serie y a los proyectos de nuevas instalaciones del sistema de transmisión que modifiquen la topología de las redes de 500 kV que posean o no compensación serie capacitiva. Para el caso de redes de 220 kV, es aplicable cuando el COES lo determine; y, para centrales de generación termoeléctrica y

centrales no convencionales, cuando estén expuestas al riesgo del fenómeno de RSS, lo cual será determinado por el COES en el alcance del EPO. Entiéndase por riesgo de RSS a la afectación de las unidades debido principalmente a la inestabilidad torsional.

(...)”

“3. CONTENIDO DEL EPO

(...)

() Se debe incluir el Estudio de Resonancia Sub Síncrona descrito en el numeral 6.6 del presente Anexo.*

(...)”

Anexo 3

“10. ESTUDIO DE RESONANCIA SUBSÍNCRONA

(...)

El estudio de RSS se aplica a los proyectos de incorporación de nuevas instalaciones del Sistema de Transmisión que posea compensación basada en bancos de capacitores serie y a los proyectos de nuevas instalaciones del sistema de transmisión que modifiquen la topología de las redes de 500 kV que posean o no compensación serie capacitiva. Para el caso de redes de 220 kV, es aplicable cuando el COES lo determine; y, para centrales de generación termoeléctrica y centrales no convencionales, cuando estén expuestas al riesgo del fenómeno de RSS, lo cual será determinado por el COES en el alcance del EO. Entiéndase por riesgo de RSS a la afectación de las unidades debido principalmente a la inestabilidad torsional

(...)”

6.26 Comentario 26 de KALLPA (Ficha Técnica)

Anexo 4

Se debe agregar el formato de la Ficha Técnica (FT) para el sistema de almacenamiento de energía activa (BESS).

Sustento:

En la propuesta de modificación del PR-20 (Anexo 1) se menciona los requerimientos para las unidades de almacenamiento de energía; sin embargo, no se menciona sobre la información mínima que debe presentarse en la Ficha Técnica.

Opinión del COES

Sugerencia aceptada. Ver opinión del COES al Comentario 14 de ENGIE.

6.27 Comentario 27 de KALLPA (BESS)

Anexo 5, numeral 4.4

KALLPA sugiere especificar que las pruebas de los sistemas de almacenamiento son requeridas de acuerdo la función que han sido implementadas. En su defecto, se podría indicar que las pruebas de control de frecuencia son solo necesarias para los sistemas de almacenamiento que van a ejercer RPF.

Sustento:

Se requiere especificar que las pruebas de control de potencia activa / frecuencia son solo para las centrales que tienen como objetivo, la regulación primaria de frecuencia en centrales de generación.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

El procedimiento propone que los sistemas de almacenamiento por baterías no solo sean para regulación de frecuencia, también pueden ser utilizadas para emular inercia y para mejorar el factor de planta de una central de generación; en ese sentido, no podemos delimitar las pruebas de homologación a regulación de frecuencia para obtener sus modelos homologados.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20.

7. Comentarios de la Sociedad Nacional de Minería, Petróleo y Energía (SNMPE)

7.1 Comentario 1 de SNMPE (Requisitos Generales PR-20)

Comentario general

La propuesta de modificación del PR-20 contiene nuevas exigencias técnicas para el desarrollo de proyectos de generación e infraestructura asociada que requieren de mayores inversiones que encarecerán los proyectos en particular y los costos de operación del SEIN en general, lo que no ha sido sustentado por el COES con el respectivo análisis técnico y económico que muestre cuál ha sido la evaluación de alternativas eficientes, costos y beneficios para proponer estas mayores exigencias que encarecerán el sistema. En ese sentido, resulta necesario contar con el sustento técnico y económico, los cuales han sido exigidos por los diversos agentes e inclusive por OSINERGMIN (ver el Informe Técnico N° 019-2024-GRT), por lo que, no se debería proceder con aquellas propuestas que carezcan del sustento respectivo. Resulta importante que los agentes comprendan a cabalidad los

alcances de la propuesta del COES, por lo que, es necesario que el COES comparta con los agentes los sustentos técnicos/económicos que respalden su propuesta de modificación del PR-20.

Opinión del COES

Consulta atendida.

Las exigencias técnicas a los proyectos del SEIN ya se encuentran establecidas en el Anexo 1 del PR-20 vigente, los cuales fueron aprobados por el Osinerghmin en marzo del 2013.

Desde marzo del 2013 al presente, ha existido muchos cambios en la tecnología de subestaciones, centrales de generación, y líneas de transmisión. La propuesta actual no es incrementando las exigencias, sino las está actualizando y flexibilizando en muchos casos.

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

7.2 Comentario 2 de la SNMPE (Requisitos Generales PR-20)

Comentario general

La propuesta de modificación al PR-20 contiene diversos requisitos mínimos de los principales equipamientos eléctricos y los criterios importantes a considerar en los diseños de los proyectos de la infraestructura eléctrica que se conecten al SEIN. Se aprecia que lo antes indicado se trata de una materia exclusiva del Ministerio de Energía y Minas (MINEM), como ente rector normativo del sector eléctrico y en cumplimiento de sus atribuciones señaladas en el artículo 9° de la Ley N° 30705, Ley de Organización y Funciones del Ministerio de Energía y Minas, en concordancia con sus objetivos sectoriales y siguiendo los procedimientos internos de aprobación normativa; la cual estaría siendo vulnerada al aprobarse el PR-20. Durante el análisis de la actual propuesta, OSINERGHMIN ha señalado en su Informe Técnico N° 019-2024-GRT que “esta modificación incluye el contenido que fue propuesto en el Código de Red”, indicando, además, que en esta oportunidad se tiene el doble de contenido y que se debe incluir el debido sustento. Por lo expuesto, el Anexo 1 de la propuesta de modificación del PR-20 tiene la misma finalidad de la propuesta de Código de Red presentada por el COES en el pasado y no puede ser aprobada en un procedimiento técnico por parte de OSINERGHMIN, conforme se señaló en dicha ocasión.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

El PR-20 vigente, en el Anexo 1, ya contiene requisitos mínimos de equipamientos eléctricos y criterios de diseño de proyectos, los cuales fueron elaborados en el año 2013.

Estos requisitos mínimos son restrictivos y deben ser actualizados, ya que la tecnología ha cambiado significativamente. Por lo que en esta propuesta de modificación se están actualizando los requisitos mínimos, tomando como base el Código de Red.

Asimismo, se considera que no se requiere la presentación de un sustento técnico económico cuando se modifican los procedimientos por actualización de tecnología, ya el si se considera tecnología obsoleta, las especificaciones técnicas serían más restrictivas ya que muchos fabricantes ya no desarrollan dichos equipos o si existen serán de mucho mayor costo.

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

7.3 Comentario 3 de la SNMPE (Procedimental)

Sobre los requisitos para iniciar el trámite de integración de instalaciones al SEIN

Comentario:

El PR-20 excede el marco de la Ley de Concesiones Eléctricas (LCE) en cuanto a exigir la concesión definitiva como requisito previo para la autorización de conexión para Pruebas de Puesta en Servicio en los casos de proyectos otorgados en concesión bajo licitación pública.

Es decir, contraviene el artículo 22 de la LCE, en el cual se establece que la concesión definitiva para los proyectos que son resultado de una licitación pública realizada por el Ministerio de Energía y Minas (MINEM) o quien este encargue, el plazo de la concesión definitiva no podrá exceder los 30 años, es decir, bajo la LCE esta es exigible desde la Puesta en Operación Comercial a fin de que cubra los 30 años de operación establecidos en los respectivos Contratos de Concesión suscritos con el Estado.

En este sentido, el hecho que el PR-20 condicione que, para el inicio de pruebas, es decir en la etapa de solicitud para la autorización de pruebas, sea necesario contar con la concesión definitiva, a pesar de que el proyecto aún se encuentra en su etapa de construcción, excedería el plazo de 30 años establecidos en la LCE.

El artículo 22 de la LCE, modificado mediante Decreto Legislativo 1221 (DL 1221), publicado en el Diario El Peruano con fecha 24.09.2015, establece que se otorga la concesión definitiva para el desarrollo de las actividades eléctricas, y

particularmente precisa que en caso esta se otorgue como resultado de una licitación pública, el plazo de las concesiones definitivas será como máximo de 30 años. Es decir, hace referencia explícita al periodo de operación comercial establecida en los Contratos de Concesión, el cual corresponde a 30 años.

En este sentido, las modificaciones del PR-20 posteriores al 24.09.2015 debieron recoger las modificaciones del artículo 22 de la LCE conforme a lo establecido mediante DL 1221, y no aplicar el requerimiento de la concesión definitiva para cualquier etapa previa a la Puesta en Operación Comercial para el caso de los proyectos que se otorgan como resultado de una licitación pública realizada por el Ministerio de Energía y Minas o la entidad a que este encargue, específicamente para los proyectos de transmisión, cuyo plazo operativo desde la Puesta en Operación Comercial es de 30 años y es el plazo máximo que se otorga a las Concesiones Definitivas.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Si bien el artículo 22 de la LCE al cual se alude, establece el periodo de Operación Comercial para el desarrollo de las actividades eléctricas, considerado como indefinido, a excepción de aquellas concesiones que provienen de Licitaciones Públicas, y para el cual se establece un plazo máximo de treinta años, la Concesión Definitiva o Autorización que se otorga al Concesionario mediante Resolución Ministerial del Ministerio de Energía y Minas o por el Gobierno Regional según corresponda y con el cual se aprueba el Contrato de Concesión, le permite al Concesionario iniciar el desarrollo de la actividad eléctrica, en ese sentido, ante el COES y en el marco de sus Procedimientos Técnicos operativos, este inicio se da cuando la instalación se conecta eléctricamente al SEIN, razón por la cual el requisito del título habilitante se exige antes de que el COES autorice la conexión para el desarrollo de las Pruebas de Puesta en Servicio.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

7.4 Comentario 4 de la SNMPE (Procedimental)

Numeral 11.1

11.1 Finalidad del procedimiento de conformidad de integración de instalaciones al SEIN

(...)

Comentario:

Considerando el comentario **Sobre los requisitos para iniciar el trámite de integración de instalaciones al SEIN**, se debe excluir en el numeral 11.1 el requisito “El proceso de integración de instalaciones al SEIN tiene como finalidad verificar que las nuevas instalaciones que se conecten al SEIN cuenten con los títulos habilitantes requeridos, así como con los ajustes adecuados de los equipos de protección y de los controladores; y la recepción adecuada de las señales en tiempo real” específicamente para los proyectos de transmisión producto de un proceso de licitación pública, puesto que estos tienen un plazo de vigencia que solo cubre el periodo de operación comercial.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada. Ver opinión del COES al Comentario 3 de la SNMPE.

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinerghmin al Comentario 3 de la SNMPE. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

7.5 Comentario 5 de la SNMPE (Procedimental)

Numeral 11.4.

“11.4.1 Requisitos para la autorización de conexión para Pruebas de Puesta en Servicio

Son requisitos para solicitar la autorización de conexión para Pruebas de Puesta en Servicio, los siguientes:

(...)

Comentario:

Considerando el comentario **Sobre los requisitos para iniciar el trámite de integración de instalaciones al SEIN**, se debe excluir en el numeral 11.4.1 de la lista de requisitos para solicitar la autorización de conexión para Pruebas de Puesta en Servicio, el requisito N° 2 “Contar con el título habilitante otorgado por la autoridad competente. En los casos que la actividad pueda ser desarrollada sin requerir concesión o autorización, el Titular de la Instalación deberá adjuntar copia de la comunicación remitida al MINEM, mediante la cual acredite el cumplimiento del artículo 7 de la Ley de Concesiones Eléctricas”, específicamente para los proyectos de transmisión producto de un proceso de licitación pública, puesto que estos tienen un plazo de vigencia que solo cubre el periodo de operación comercial.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada. Ver análisis del COES al Comentario 3 de la SNMPE.

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinergmin al Comentario 3 de la SNMPE. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

7.6 Comentario 6 de la SNMPE (Procedimental)

Numeral 3.2 del Anexo N° 4

Comentario:

Considerando el comentario **Sobre los requisitos para iniciar el trámite de integración de instalaciones al SEIN**, se debe excluir en el numeral 3.2 del Anexo N° 4 el requisito "Copia del título habilitante. En el caso de los supuestos señalados en el artículo 7 de la Ley de Concesiones Eléctricas, el Titular de la Instalación deberá presentar una declaración jurada firmada por su representante legal, respecto de que las instalaciones no requieren de título habilitante. La declaración jurada debe tener cargo de presentación al Ministerio de Energía y Minas y al OSINERGMIN", específicamente para los proyectos de transmisión producto de un proceso de licitación pública, puesto que estos tienen un plazo de vigencia que solo cubre el periodo de operación comercial.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada. Ver opinión del COES al Comentario 3 de la SNMPE.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinergmin al Comentario 3 de la SNMPE. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

7.7 Comentario 7 de la SNMPE (Procedimental)

"9.5 Alcance del EPO (...)

1.11 Modificación del numeral 10.6 del PR-20

"10.6 Alcance del EO (...)

Comentario:

- No se especifica cuál será el proceso que deberá seguir el Gestor para solicitar un mayor plazo de validez.
- Pasados los 6 meses, y al perder vigencia el documento de alcance, el Gestor del proyecto deberá solicitar nuevamente la determinación del alcance del proyecto al COES, generando un reproceso.
- Si el plazo de validez del documento es insuficiente para presentar la versión inicial del estudio, el Gestor del Proyecto debería tener una opción de

ampliación de plazo por 6 meses adicionales, por única vez, presentando el sustento de su pedido para consideración del COES.

Al respecto, se debe especificar los pasos a seguir, requisitos necesarios y etapa (periodo) para solicitar un plazo de validez mayor a fin de tener una mayor claridad del proceso a seguir.

Se sugiere no limitar el plazo máximo de validez del documento de alcance puesto que el plazo para elaborar el EPO no es el mismo para todos los proyectos. Este plazo puede variar dependiendo de su complejidad.

Conforme a lo indicado en la propuesta de modificación del PR-20, pasados los 6 meses, y al perder vigencia el documento de alcance, el Gestor del proyecto debe solicitar nuevamente la determinación del alcance del proyecto al COES, generando un reproceso.

Se debe tener presente que un aspecto a considerar en el planeamiento de proyectos es la complejidad técnica y diversidad del proyecto, al no tener flexibilidad en la etapa de vigencia (inclusive no se indica cuál es la etapa que dura 6 meses) obligaría a muchas empresas a realizar gestiones con el COES incluso en las etapas de elaboración de ofertas de procesos de PROINVERSIÓN u otras entidades.

Además, se debe tener presente que los últimos proyectos que están siendo promovidos por PROINVERSIÓN son de alta complejidad, en el escenario de aplicación de estos cambios, no serían viables.

Asimismo, la redacción utilizada en el proyecto de norma "El plazo de validez establecido en el documento de alcances del EPO es improrrogable", ocasionaría reprocesos importantes en la gestión del EPO, en tanto se sufra una fuerza mayor en el contrato principal concesionario- concedente, siendo este párrafo una causal de aplicación de impacto directo en la cuantificación de las solicitudes de Ampliación de Plazo, por lo que solicitamos su exclusión del texto propuesto.

En ese sentido, se solicita se reconsidere el no limitar el plazo para la vigencia del documento de alcance debido a que el incorporar un nuevo hito podría conllevar a reiniciar el proceso, significando una demora en la aprobación del EPO cuyo plazo de aprobación equivale a 8 meses aproximadamente (considerando que todos los agentes toman los plazos máximos, establecidos en el PR20 vigente, para dar respuesta, generar observaciones y continuar la gestión).

Sin perjuicio de lo mencionado anteriormente, se debe considerar que si se requiere definir un plazo máximo, este se defina con el cumplimiento de una etapa de gestión del EPO (a la presentación de la versión inicial).

Al respecto, sobre el plazo de vigencia del Estudio de Operatividad (EO) considerado en el texto propuesto de solo seis (6) meses, resultaría insuficiente, debido a que los protocolos FAT de un transformador de potencia puede demorar un promedio de ocho (8) a diez (10) meses, y por factores exógenos al proyecto podría haber tiempos muertos.

En este sentido, se propone que el EO tenga un plazo de validez de un (1) año, con la finalidad de facilitar la fluidez del proceso.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Respecto al proceso que debe seguir el Gestor del Proyecto para solicitar un plazo mayor de validez del EPO y EO, en los numerales 9.5 y 10.6 del PR-20 prepublicado se indica que el COES podrá establecer un plazo de validez mayor a solicitud del Gestor del Proyecto en su carta de solicitud de alcance y aplicará a aquellos proyectos cuya complejidad técnica lo amerite, esta posibilidad le da flexibilidad al Gestor del Proyecto a evaluar desde la etapa de alcance definir el tiempo de validez requerido para su proyecto en función a su complejidad técnica el cual no solo está relacionado al tamaño del proyecto.

Respecto al reproceso que conllevaría a solicitar nuevamente el alcance, cabe precisar que establecer un plazo de validez al documento de alcance de EPO y EO simplifica el proceso de revisión de los estudios porque permite trabajar con información actualizada, lo cual reduciría el número de observaciones en cada etapa de revisión y posiblemente el número de revisiones en el proceso hasta su aprobación; lo contrario conllevaría al riesgo de trabajar con información desactualizada y posiblemente a extender el proceso de revisión y el riesgo a que en dicho proceso el estudio se rechace.

Respecto a que el plazo de validez resulta insuficiente y se tenga que contar con la opción de extender por única vez a 6 meses adicionales, sería extender el plazo con los riesgos ya indicados en el párrafo anterior.

Respecto a los protocolos FAT, ver opinión del COES al Comentario 1 de ELECTRODUNAS.

Por lo tanto, se sugiere no aceptar la propuesta de cambio.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

7.8 Comentario 8 de la SNMPE (Requisitos Generales del PR-20)

Texto:

Sobre la importancia de prioridad y sentido de urgencia de proyectos declarados como proyectos priorizados o de interés nacional

Comentario:

Es importante destacar que la prioridad y el sentido de urgencia en la implementación de proyectos declarados como proyectos priorizados o declarados de interés nacional, son fundamentales para garantizar su éxito y maximizar su impacto económico y social. Se precisa que estos proyectos cuentan con esta calificación debido a que influyen en el desarrollo del país y, por lo tanto, su demora o retraso pueden afectar negativamente el crecimiento económico y la calidad de vida de la población.

Esta declaración de proyectos priorizados o de interés nacional se realiza en el marco de las normas vigentes y el marco del Plan Nacional de Infraestructura para la Competitividad (PNIC). En ese sentido, se señala que varios de los proyectos de inversión eléctrica de gran alcance y envergadura, cuentan con esta calificación, debido a que su implementación es fundamental para atender las necesidades energéticas y de infraestructura del país.

Al respecto, en la gestión de autorizaciones y permisos dentro del marco de aprobaciones para la autorización de cortes asociado con la construcción de un proyecto, existe la problemática que dichas gestiones se desaprueben porque, de acuerdo con la normativa establecida en el PR-20, se debe contar con la aprobación de los terceros involucrados, y que derivan en demoras en las coordinaciones y en muchas ocasiones desacuerdos para establecer las fechas específicas de intervención.

Estos retrasos en la programación de las intervenciones y establecimiento de cortes para la conexión de proyectos priorizados afectan la fecha de puesta en operación comercial (POC), con lo cual también se impactan los objetivos priorizados establecidos en el marco del PNIC para el cual estos proyectos fueron calificados.

En consecuencia, en el marco del PR-20 se debería tener un tratamiento especial para los cortes o intervenciones solicitadas para un proyecto declarado como priorizados en el marco del PNIC, a fin de que estos no estén condicionados a exigencias o intereses de terceros no alineados a las necesidades del SEIN en su integridad, ni sean aplazados por indefiniciones en el establecimiento de acuerdos por dichos cortes, sino más bien sea el COES la entidad que analice los diferentes escenarios incluyendo la desatención programada de la demanda y proceda a aprobar los cortes o intervenciones bajo el principio de hacer prevalecer el bien común que es contar con una red más confiable y que contribuirá para el desarrollo del país.

Opinión del COES

Consulta atendida.

El PR-20, es un procedimiento en donde se especifican los requisitos mínimos de equipamiento, y la gestión de los Estudios de Pre Operatividad, Operatividad e Integración al SEIN.

Con relación al tratamiento especial para los cortes e intervenciones de los proyectos de los proyectos establecidos en el marco del PNIC, se precisa que ya existe el PR-01.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

8. Comentarios de Orygen Perú S.A.A. (ORYGEN)

8.1 Comentario 1 de ORYGEN (Requisitos Generales PR-20)

Comentario General

Hasta la fecha no se cuenta con el informe técnico – económico que sustente la propuesta del COES

La propuesta de modificación del PR-20 contiene **nuevas exigencias técnicas para el desarrollo de proyectos de generación e infraestructura asociada que requieren de mayores inversiones que encarecerán los proyectos en particular y los costos de operación del SEIN en general, lo que no ha sido sustentado por el COES con el respectivo análisis técnico y económico** que muestre cuál ha sido la evaluación de alternativas eficientes, costos y beneficios para proponer estas mayores exigencias que encarecerán el sistema.

Esta necesidad de contar con el sustento técnico y económico ha sido exigida por los diversos agentes e inclusive por OSINERGMIN (Informe Técnico N° 019-2024-GRT), por lo que no se puede seguir adelante con aquellas propuestas que planteen mayores e inversiones y costos sin tener el sustento respectivo. Ello, especialmente en un escenario de mayor desarrollo de proyectos renovables dada la urgente necesidad de nueva generación eficiente en el país.

Es de vital importancia para que los agentes comprendan a cabalidad los alcances de la propuesta del COES. Por un tema de transparencia, reiteramos el pedido en el sentido que el COES comparta con los agentes los sustentos técnicos/económicos que respalden su propuesta de modificación del PR-20.

Opinión del COES

Consulta atendida.

El PR-20 Vigente, en el Anexo 1, ya contiene requisitos mínimos de equipamientos eléctricos y criterios de diseño de proyectos, los cuales fueron elaborados en el año 2013.

Estos requisitos mínimos son restrictivos y deben ser actualizados, ya que la tecnología ha cambiado significativamente. Por lo que en esta propuesta de modificación se están actualizando los requisitos mínimos, tomando como base el Código de Red.

Asimismo, se considera que no se requiere la presentación de un sustento técnico económico cuando se modifican los procedimientos por actualización de tecnología, ya si se considera tecnología obsoleta, las especificaciones técnicas serían más restrictivas ya que muchos fabricantes ya no desarrollan dichos equipos o si existen serán de mucho mayor costo.

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ahora bien, sobre el término “Código de Red”, esto corresponde al proyecto presentado por el COES al MINEM para su proceso de aprobación lo cual a la fecha no se ha realizado por parte del ente rector. Sin perjuicio de ello, el PR-20 vigente contiene en su Anexo 1 los requisitos mínimos que deben contar las instalaciones para su integración al SEIN, exigidos por el COES a fin de cumplir con el mandato de Reglamento de Transmisión, Aprobado con Decreto Supremo N° 027-2007-EM, en cuyo artículo 11.6 señala que el COES elaborará un procedimiento de Conexión, a ser aprobado por el Osinerghmin, en el cual establecerá los requerimientos generales para su conexión y desconexión de instalaciones en el SEIN, entre otros.

En ese sentido, el proyecto de modificación del PR-20, que incluye la modificación del Anexo 1, es de acuerdo a las normativas vigentes. Sin perjuicio de lo mencionado, en caso el MINEM apruebe un “Código de Red” que contenga requisitos necesarios para la integración al SEIN, corresponderá evaluar en su oportunidad, para su adecuación, la modificación de los procedimientos y normas que estén vinculados al mencionado “Código de Red”.

8.2 Comentario 2 de ORYGEN (Requisitos Generales PR-20)

Comentario General

La propuesta de PR-20 busca la aprobación indirecta de un Código de Red, materia exclusiva del MINEM

Por otro lado, la propuesta de modificación al PR-20 contiene diversos requisitos mínimos de los principales equipamientos eléctricos y los criterios importantes a considerar en los diseños de los proyectos de la infraestructura eléctrica que se conecten al SEIN. Este aspecto de la propuesta simplemente

no puede ser aprobado en el PR-20 dado que se trata de una materia exclusiva del Ministerio de Energía y Minas como ente rector normativo del sector eléctrico y en cumplimiento de sus atribuciones señaladas en el artículo 9° de la Ley N° 30705, Ley de Organización y Funciones del Ministerio de Energía y Minas¹, en concordancia con sus objetivos sectoriales y siguiendo los procedimientos internos de aprobación normativa.

Así, cabe recordar que ya en el año 2020 el COES propuso el documento “Código de Diseño de la Red del SEIN” (en adelante, “Código de Red”), reconociendo posteriormente que la aprobación del Código de Red es una competencia que le corresponde al MINEM (Ver respuesta del COES a la Observación 01 en el Informe N° 428-2020-GRT). Es más, durante el análisis de la actual propuesta, OSINERGHMIN ha señalado en su Informe Técnico N° 019-2024-GRT que *“esta modificación incluye el contenido que fue propuesto en el Código de Red”*, indicando, además, que en esta oportunidad se tiene el doble de contenido y que se debe incluir el debido sustento.

Por lo expuesto, el Anexo 1 de la propuesta de modificación del PR-20 tiene la misma finalidad de la propuesta de Código de Red presentada por el COES en el pasado y no puede ser aprobada en un procedimiento técnico por parte de OSINERGHMIN. **Hacerlo vulneraría la competencia del Ministerio de Energía y Minas**, creando un escenario de responsabilidad administrativa para los funcionarios que lo aprueben, así como de acciones legales contra una norma aprobada por una entidad sin competencia para el efecto.

Opinión del COES

Consulta atendida.

El PR-20, aprobado en marzo del año 2013, consideraba una parte procedimental y una parte técnica (Anexo 1).

Durante la elaboración de la modificación del PR-20, el año 2021, se propuso que la parte procedimental se quede en el PR-20, y la parte técnica (Anexo 1), se traslade al Código de Red, el mismo que se remitió al MINEM para su aprobación.

Sin embargo, el Código de Red aún no ha sido aprobado, y está en proceso de revisión. Esto pone en una indefinición a los proyectos, ya que como la tecnología ha avanzado desde el 2013 a la fecha, se sigue pidiendo especificaciones técnicas desactualizadas. En ese sentido, es necesario que el PR-20 cuente con un Anexo 1 (Parte Técnica) acorde con la tecnología actual.

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinerghmin al Comentario 1 de ORYGEN.

8.3 Comentario 3 de ORYGEN (Requisitos CGNC)

Comentario General

LA PROPUESTA BUSCA INDIRECTAMENTE LA EXIGENCIA DE PARA LAS CENTRALES RENOVABLES

Otro punto importante de la propuesta de modificación al PR-20 es el contenido en el numeral 4.4.4 del capítulo 4 del Anexo I de la propuesta, el cual plantea una exigencia de INERCIA SINTÉTICA para las CGNC, exigiéndoles contribuir como mínimo con el 10% de su potencia nominal.

"4.4.4 CAPACIDAD DINAMICA EN CONTINGENCIAS

En condiciones de operación en contingencia, ante un súbito desvío de la frecuencia, deberá tener la capacidad de contribuir con una energía activa almacenada equivalente a una inercia (H), según se detalla en la Tabla 2.5 del Capítulo 2. Para ello, debe contar con una infraestructura necesaria y un controlador adecuado para emular una inercia (inercia sintética), contribuyendo como mínimo con el 10 % de su potencia nominal, durante un período mínimo de 5 segundos, retornando automáticamente a su condición inicial al regresar la frecuencia a su valor nominal, pudiendo emplearse para ello, volantes o sistemas de almacenamiento de energía u otros mecanismos que se establezcan en la operación."

Este requerimiento genera diversos problemas para el futuro desarrollo de las centrales de generación no convencionales:

- (i) Los proyectos de CGNC no podrán operar con la potencia a la cual fueron diseñadas, no permitiendo maximizar su aprovechamiento.
- (ii) No se aprovechará ni optimizará el recurso renovable, lo cual es contrario al mandato establecido en el Decreto Legislativo N° 1002 que prioriza su despacho al tener un costo variable igual a cero.
- (iii) Se retrasará el desarrollo eficiente de generación (CGNC), la cual por sus bajos costes y los compromisos ambientales del país se requiere; y,
- (iv) Se limitará el ingreso de nuevos proyectos CGNC, inclusive haciendo inviables económicamente diversos proyectos.

Por tanto, la propuesta de incorporar una "contribución mínima del 10% de la potencia nominal" resulta desproporcionada y un castigo a los proyectos ERNC sobre otro tipo de tecnología. Debemos insistir en que la energía de fuente renovable debe aprovecharse al máximo, por lo que no se puede establecer este tipo de restricción como si se tratase de otra tecnología (por

ejemplo, gas natural). Cabe añadir que este punto tampoco cuenta con el sustento técnico y económico de respaldo

Finalmente, hace mención que en los últimos años ha sido OSINERGMIN quien ha efectuado estudios sobre la posible exigencia del servicio de Reserva Primaria de Frecuencia (RPF) para las renovables, a fin de proponerlo posteriormente al MINEM y que se apruebe en la NTCOTRSI.

Sin perjuicio de la posición asumida por ORYGEN sobre el particular, lo cierto es que a través de la propuesta de modificación al PR-20 se está buscando (nuevamente en forma indirecta) aprobar la obligación de RPF para las renovables, lo cual es competencia exclusiva del MINEM.

En la actualidad, las centrales renovables se encuentran exoneradas de proveer el servicio de RPF y en caso se quiera discutir dicha situación, corresponde hacerlo en el foro correspondiente que es el MINEM y no a través de un procedimiento técnico como el presente. Los argumentos sobre responsabilidad y acciones contra el procedimiento señalados en el literal anterior también son aquí aplicables.

Opinión del COES

Sugerencia parcialmente aceptada. Ver opinión de COES al Comentario 7 de la SPR.

Análisis de Osinergmin

Ver análisis de Osinergmin al Comentario 7 de la SPR.

8.4 Comentario 4 de ORYGEN

6.12 (...)

*En el caso de centrales solares fotovoltaicas será la suma de las potencias activas nominales de **salida en corriente alterna al factor de potencia de diseño** especificadas en las placas características de los inversores/rectificadores instalados en serie de los circuitos que conforman la central.*

Excepcionalmente, cuando la suma de las potencias activas nominales especificadas en las placas características de los módulos fotovoltaicos sea menor a la suma de la potencia nominal activa de salida de los inversores que conforman la central, la potencia nominal será igual a la potencia activa de salida en corriente alterna de diseño de la central.

Comentario y/o sugerencias:

Dado que el factor de potencia de los inversores es definido por el Titular del proyecto, ORYGEN solicita evaluar el siguiente texto:

“6.12 En el caso de centrales solares fotovoltaicas será la suma de las potencias activas nominales de salida en corriente alterna ~~al factor de potencia de diseño~~ especificadas en las placas características de los inversores/rectificadores instalados en serie de los circuitos que conforman la central.

En el caso de centrales solares fotovoltaicas será la menor de las sumas de las potencias nominales especificadas en las placas características de los módulos fotovoltaicos o inversores/rectificadores instalados en serie de los circuitos que conforman la central.”

En el supuesto negado, ORYGEN solicita mantener la definición del PR 20 vigente.

Sustento:

El factor de potencia de los inversores es definido por el titular del proyecto, el cual optimiza la entrega de reactivos de la central vs instalación de equipos de compensación reactiva, lo anterior, no limita el cumplimiento de factor de potencia que está obligada a entregar el titular del proyecto en el punto de conexión según PR 20.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Lo que se busca con la definición y el PR-20, es que se puede regular tensión, para ello los inversores deben operar a cierto factor de potencia. No incluir esto indicaría que los generadores puedan operar a factor de potencia 1, sin opción a regular tensión o aportar con potencia reactiva. No obstante, se sugiere modificar la definición 6.12 del PR-20 prepublicado, en el siguiente sentido:

“6.123 Potencia Nominal de una Central de Generación: Es la suma de las potencias activas nominales de las unidades de generación que la conforman. Entiéndase por potencia activa nominal de una Unidad de Generación a la menor potencia de las especificadas en las placas de características de los grupos motor, turbina o alternador instalados en serie.

*En el caso de centrales solares fotovoltaicas será suma de las potencias activas **nominales** de salida en corriente alterna ~~al factor de potencia de diseño~~ especificadas en las placas características de los inversores/rectificadores instalados en serie de los circuitos que conforman la central **o.Excepcionalmente, cuando** la suma de las potencias activas **nominales** especificadas en las placas características de los módulos fotovoltaicos **sea menor a la suma de***

~~la potencia nominal activa de salida de los inversores~~ que conforman la central, ~~la potencia nominal será igual a la potencia activa de salida en corriente alterna de diseño de la central.~~ Considerando el nivel más alto de potencia activa que la central solar fotovoltaica está diseñada para proporcionar de forma continua.”

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, corresponde modificar el numeral 6.13 del proyecto de modificación del PR-20.

“6.13 Potencia Nominal de una Central de Generación: Es la suma de las potencias activas nominales de las unidades de generación que la conforman. Entiéndase por potencia activa nominal de una Unidad de Generación a la menor potencia de las especificadas en las placas de características de los grupos motor, turbina o alternador instalados en serie.

En el caso de centrales solares fotovoltaicas será la suma de las potencias activas de salida en corriente alterna especificadas en las placas características de los inversores/rectificadores instalados en serie de los circuitos que conforman la central la suma de las potencias activas especificadas en las placas características de los módulos fotovoltaicos que conforman la central. Considerando el nivel más alto de potencia activa que la central solar fotovoltaica está diseñada para proporcionar de forma continua.”

8.5 Comentario 5 de ORYGEN (Procedimental)

“9.9 Causales para rechazar el EPO

(...)

3. Cuando se requiera rehacer los estudios eléctricos que forman parte del EPO. Se incurre en este supuesto, entre otras causas, cuando se encuentren errores en los parámetros eléctricos de las instalaciones eléctricas **del proyecto.**

(...)”

Comentario y/o sugerencias:

Respecto al numeral 9.9 de la propuesta, solicitamos precisar que no se incluyan los errores de terceros y se pueda rechazar cuando algún cambio involucre una distinta conclusión final del EPO, para lo cual solicitamos evaluar el siguiente texto:

“9.9 Causales para rechazar el EPO

(...)

3. Cuando se requiera rehacer los estudios eléctricos que forman parte del EPO. Se incurre en este supuesto, entre otras causas, cuando se encuentren errores en los parámetros eléctricos de las instalaciones eléctricas del proyecto, **estos no incluyen errores de terceros.**

En el caso exista errores en los parámetros eléctricos que no cambian las conclusiones del EPO, no debería caer en rechazo. No se rechaza el EPO por parámetros informados por el COES o por los terceros involucrados. En caso los terceros no suministren información técnica de sus instalaciones, el titular tomará la mejor información posible o de la página web del COES. Estos datos no deberán ser cuestionados por el tercero involucrado.

(...)”

Sustento:

En el caso exista errores en los parámetros eléctricos que no cambian las conclusiones del EPO, no debería ser ésta una causal de rechazo.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 4 de ENGIE. Respecto a errores de terceros, cabe precisar que según lo indicado en el numeral 9.9, los errores en los parámetros eléctricos corresponden a las instalaciones eléctricas del proyecto y no de un tercero. No obstante, se debe tener en cuenta que según el ítem 2 de los Anexos 2 y 3 del PR-20 se establece que el modelo eléctrico del SEIN (archivo DigSILENT) debe ser considerado como referencial, y que el Gestor del Proyecto debe validar la demanda de los Distribuidores y Usuarios Libres.

Por lo tanto, se sugiere no aceptar la propuesta de cambio.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

8.6 Comentario 6 de ORYGEN (Procedimental)

“9.10 Desaprobación del EPO

*El COES desaprobará el EPO cuando, **al término del proceso de revisión establecido en el numeral 9.8 del presente procedimiento**, el Gestor del Proyecto no haya absuelto satisfactoriamente todas las observaciones formuladas.”*

Comentario y/o sugerencias:

Respecto al numeral 9.10 de la propuesta, ORYGEN solicita reemplazar el "absuelto satisfactoriamente" por "absuelto técnicamente", para lo cual se sugiere:

"9.10 Desaprobación del EPO

*El COES desaprobará el EPO cuando, al término del proceso de revisión establecido en el numeral 9.8 del presente procedimiento, el Gestor del Proyecto no haya absuelto **técnicamente** todas las observaciones formuladas **de índole técnica**.*

En caso que las observaciones de terceros no puedan ser absueltas, el COES realizará un informe de pertinencia"

Sustento:

ORYGEN considera que no es motivo de desaprobación del EPO en caso las observaciones de terceros no puedan ser absueltas.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 3 de ORYGEN. Respecto a las observaciones de índole técnica, cabe señalar que la naturaleza de las observaciones que condicionan la conformidad de los EPO y EO son de índole técnico, es así que la definición 6.7 del PR-20 señala:

*"6.7 Certificado de Conformidad: Es el documento emitido por el COES, dirigido al Gestor del Proyecto, a través del cual da su conformidad **técnica** a los Estudios de Pre Operatividad y/u Operatividad presentados... (énfasis de COES)*

Por lo tanto, se sugiere no aceptar la propuesta de cambio.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

8.7 Comentario 7 de ORYGEN (Procedimental)

"9.13 Conclusión de la vigencia del Certificado de Conformidad del EPO

(...)

1. Cuando, **de acuerdo a los informes de OSINERGMIN o el MINEM, se advierta que el proyecto no se conectará en el Punto de Conexión aprobado en el EPO o cuando el Punto de Conexión aprobado en el EPO corresponde a una instalación futura que cuenta con EPO aprobado y este último pierde su vigencia.**

2. Cuando el proyecto no se conecte al Sistema hasta el año siguiente al año aprobado en el Certificado de Conformidad del EPO para su conexión, **salvo que el Gestor del Proyecto haya obtenido el Certificado de Conformidad del EO dentro de dicho periodo o que haya iniciado el trámite para obtener tal certificado dentro de dicho periodo y lo obtenga. En estos casos, la vigencia del Certificado de Conformidad del EPO se extiende por la misma vigencia del Certificado de Conformidad del EO.**
3. Cuando se adviertan cambios en las características técnicas en las instalaciones o equipamiento proyectados, considerados en el EPO aprobado. En caso el **Gestor del Proyecto informe al COES** de modificaciones, incrementos o cambio de especificaciones, **que se produjeron con posterioridad en las instalaciones o equipamientos aprobados en el EPO**, y **sustente que estos representan** iguales o mejores prestaciones, **respecto a lo aprobado en el EPO**, el COES, **de estimarlo** pertinente, podrá dispensarlo de presentar un nuevo EPO, manteniéndose la vigencia del EPO aprobado. En dicho caso, el Gestor del Proyecto deberá presentar el EPO con las modificaciones aprobadas por el COES, conjuntamente con una declaración jurada sobre las modificaciones incluidas en el Estudio respecto del original.
4. (...)
5. **Cuando se haya modificado o se advierta una condición del Sistema o futura modificación de las características técnicas del Punto de Conexión aprobado en el EPO, y que el COES determine, que esto hace inviable la conexión del proyecto. El COES declarará la conclusión de la vigencia de la Conformidad del EPO por las causales establecidas en el presente numeral.** Para tal efecto, el COES requerirá al Gestor del Proyecto, información a fin de evaluar la configuración de las causales de conclusión de vigencia del Certificado de Conformidad del EPO antes descritas. El Gestor del Proyecto deberá entregar la información solicitada por el COES en un plazo no mayor a diez (10) días hábiles. Recibida la información, el COES tiene un plazo de diez (10) días hábiles para pronunciarse sobre la vigencia del Certificado de Conformidad del EPO.

Para la causal del inciso 5, se incluirá en la solicitud de información al titular del Punto de Conexión.

Asimismo, en caso de que el Gestor del Proyecto no remita la información solicitada dentro del plazo señalado en el párrafo

precedente, el COES declarará la conclusión de la vigencia de la Conformidad del EPO. Para la causal del inciso 5, el COES solicitará la información necesaria al titular del Punto de Conexión.

El Gestor de un Proyecto que cuente con un EPO vigente, está habilitado a presentar un nuevo EPO por el mismo proyecto por una única vez sin que el EPO original pierda su vigencia. En este caso, el EPO original mantendrá su vigencia por el periodo previsto en su certificado de aprobación, o esta caducará cuando se apruebe el nuevo EPO, en caso esto sucediera durante el periodo mencionado.

En ningún caso se ampliará la vigencia del EPO original más allá del periodo previsto en su certificado de aprobación, ni se mantendrán dos EPOs vigentes por el mismo proyecto. El nuevo EPO no tomará en cuenta las instalaciones del EPO original en la base de datos de la red. Si luego de la aprobación del nuevo EPO, el Gestor del Proyecto comunicara o presentara un tercer EPO por el mismo proyecto, se le solicitará que renuncie al EPO vigente como condición para revisar el tercer EPO. Para todos los efectos, este tercer EPO se considerará como un nuevo proyecto.”

ORYGEN solicita modificar el numeral 9.13 de la propuesta a fin que quede redactada como sigue:

“9.13 Conclusión de la vigencia del Certificado de Conformidad del EPO

(...)

1. Cuando, **de acuerdo a actos administrativos firmes emitidos por los órganos competentes del MINEM u OSINERGMIN**, se **compruebe** que el proyecto no se conectará en el Punto de Conexión aprobado en el EPO o cuando el Punto de Conexión aprobado en el EPO corresponde a una instalación futura que cuenta con EPO aprobado y este último pierde su vigencia.

(...)

3. Cuando se ~~advieran~~ realicen cambios en las características técnicas en las instalaciones o equipamiento proyectados, ~~considerados~~ aprobados expresamente en el EPO aprobado. En caso el Gestor del Proyecto informe al COES de modificaciones, incrementos o cambio de especificaciones, que se produjeron con posterioridad en las instalaciones o equipamientos aprobados en el EPO, y sustente que estos representan iguales o mejores prestaciones, respecto a lo aprobado en el EPO, el COES, ~~de estimarlo pertinente~~, podrá dispensarlo de presentar un nuevo EPO, manteniéndose la vigencia del EPO aprobado. En dicho caso, el

Gestor del Proyecto deberá presentar el EPO con las modificaciones aprobadas por el COES, conjuntamente con una declaración jurada sobre las modificaciones incluidas en el Estudio respecto del original.

En caso de los EPOs que conecten en instalaciones del Plan de transmisión (Publicado en la página web de COES) o Instalaciones Futuras y que estos cambien sus características técnicas aprobadas, los EPOs no deberán perder vigencia, para tal caso, el COES deberá de informar a los titulares de los EPOs que los cambios presentados por el Plan de Transmisión o Instalaciones Futuras y otorgará (3) meses para que los titulares puedan presentar sus adecuaciones de sus EPOS acorde a las nuevas instalaciones, sin que estos pierdan vigencia.

(...)

5. Cuando se haya modificado ~~o se advierta~~ una condición del Sistema o futura modificación de las características técnicas del Punto de Conexión aprobado en el EPO, y que el COES determine, que esto hace inviable la conexión del proyecto. El COES declarará la conclusión de la vigencia de la Conformidad del EPO por las causales establecidas en el presente numeral

Para tal efecto, el COES requerirá al Gestor del Proyecto, información a fin de evaluar la configuración de las causales de conclusión de vigencia del Certificado de Conformidad del EPO antes descritas. El Gestor del Proyecto deberá entregar la información solicitada por el COES en un plazo no mayor *a (3) meses* ~~a diez (10) días hábiles~~. Recibida la información, el COES tiene un plazo de (1) mes diez (10) días hábiles para pronunciarse sobre la vigencia del Certificado de Conformidad del EPO. *En este periodo el EPO continua Vigente.*

Para la causal del inciso 5, se incluirá en la solicitud de información al titular del Punto de Conexión.

Asimismo, en caso de que el Gestor del Proyecto no remita la información solicitada dentro del plazo señalado en el párrafo precedente, el COES declarará la conclusión de la vigencia de la Conformidad del EPO. Para la causal del inciso 5, el COES solicitará la información necesaria al titular del Punto de Conexión.

El Gestor de un Proyecto que cuente con un EPO vigente, está habilitado a presentar un nuevo EPO por el mismo proyecto por una única vez sin que el EPO original pierda su vigencia. En este caso, el EPO original mantendrá su vigencia por el periodo previsto en su

certificado de aprobación, o esta caducará cuando se apruebe el nuevo EPO, en caso esto sucediera durante el periodo mencionado.

En ningún caso se ampliará la vigencia del EPO original más allá del periodo previsto en su certificado de aprobación, ni se mantendrán dos EPOs vigentes por el mismo proyecto. El nuevo EPO no tomará en cuenta las instalaciones del EPO original en la base de datos de la red. Si luego de la aprobación del nuevo EPO, el Gestor del Proyecto comunicara o presentara un tercer EPO por el mismo proyecto, se le solicitará que renuncie al EPO vigente como condición para revisar el tercer EPO. Para todos los efectos, este tercer EPO se considerará como un nuevo proyecto.”

Sustento:

Numeral 9.13.1: Como su nombre lo indica, el EPO es un estudio sobre la futura conexión de una central de generación al SEIN y que, por la misma dinámica de cada proyecto, es susceptible de cambios en el tiempo siempre y cuando se cumplan los requisitos establecidos en el propio procedimiento.

– Sistémicamente, la única entidad encargada de verificar todos los aspectos referidos al punto de conexión es el COES, incluyendo actualizaciones y modificaciones. En ese sentido, esta facultad no puede ser indirectamente derivada a dos entidades que no tienen competencia para definir el punto de conexión ni dar conformidad sobre el mismo.

– Permitir esta propuesta ocasiona inseguridad y falta de predictibilidad pues cualquier informe por parte de las entidades mencionadas generaría la automática caducidad del EPO, sobre todo cuando la propuesta utiliza el término “se advierta”, otorgando total discrecionalidad sobre lo indicado en cualquier informe de OSINERGHMIN o el MINEM.

– Es por ello que sugerimos retirar la propuesta y mantener el texto vigente del artículo 9.13.1 del PR-20. Sin perjuicio de ello y sólo en el supuesto negado que se mantenga la propuesta, esta debe acotarse a aquellos actos administrativos firmes emitidos por **los órganos competentes** del MINEM u OSINERGHMIN; es decir, pronunciamientos sobre los que el administrado ha podido ejercer su derecho de defensa y que ya no pueden ser cuestionados en la vía administrativa de acuerdo a la Ley del Procedimiento Administrativo General. Esto permitiría un mayor control y certeza sobre las actuaciones de OSINERGHMIN y el MINEM. Asimismo, se incluye la palabra “comprobar” en vez de “advertir” al otorgar mayor seguridad jurídica para la labor del COES.

Numeral 9.13.3: Se elimina la palabra “advirtan” dado que su significado es muy amplio y el PR 20 es específico en lo que se aprueba en cada proyecto. De otro lado si el proyecto se conecta en una instalación futura y se realice

cambios, los EPOs que depende de ese punto de conexión no podrán perder vigencia bruscamente, dado lo anterior solicitamos tener al menos 3 meses para que los EPOs se adecuen a las instalaciones futuras, durante esos 3 meses estos EPOs no podrán perder vigencia, dado que están haciendo su mayor esfuerzo para adecuarse a los nuevos requerimientos.

Numeral 9.13.5: Se elimina la palabra "advierta" debido a que significado es muy amplio. Asimismo, requerimos un plazo de 3 meses para realizar las modificaciones a las características técnicas en el Punto de Conexión.

Opinión del COES

Sugerencia parcialmente aceptada.

Respecto al término "adviertan", cabe señalar que en el numeral 9.13 del PR-20 vigente se establecen las causales de conclusión de vigencia de los EPOs, cuya redacción actual ha generado interpretaciones en relación a la oportunidad en la que se configuraría la causal, esto ha llevado a algunos Agentes hasta interpretar que la causal se configuraría sólo ante la ocurrencia del mismo. Por lo tanto, con la finalidad de evitar interpretaciones distintas a lo que regula el numeral 9.13, y en concordancia a la evaluación previa de la configuración de las causales que realiza el COES para declarar la conclusión de la vigencia de la Conformidad del EPO, se ha incluido el término "advierta" que se condice con el hecho que el COES de oficio pueda identificar algún indicio real sobre retrasos o cambios en el proyecto con EPO aprobado o cuando el Agente informe al COES mediante carta de estos cambios, para lo cual el COES solicitará la información al Agente a fin de evaluar si estos hechos se configuran como causales de conclusión de la vigencia de la Conformidad del EPO.

Respecto a la propuesta de cambio del inciso 1 del numeral 9.13 del PR-20 prepublicado, cabe señalar que, si bien, los documentos administrativos firmes, una Resolución, etc, emitidos por los órganos competentes (el OSINERGMIN y el MINEM) para pronunciarse sobre cambios en los Puntos de Conexión, constituyen un documento firme e inobjetable que valida y confirma dicho cambio, cabría la posibilidad de que un proyecto no pueda conectarse a un Punto de Conexión ya sea por imposibilidad técnica evidente, no prevista en el momento de la conformidad del EPO, o porque el Punto de Conexión simplemente no se encuentra habilitado para el año de ingreso del proyecto, como por ejemplo los proyectos del Plan de Transmisión que ingresan con retrasos; ante ese escenario, el Gestor del Proyecto se vería imposibilitado de concluir la vigencia de su EPO para presentar uno nuevo, causando una grave afectación por el retraso del ingreso de su proyecto que implicaría, dado que el Gestor del Proyecto tendría que esperar a que los

documentos administrativos firmes o la resolución emitida por los órganos competentes se concreticen. Asimismo, se acepta la sugerencia de que la evaluación del COES sobre la configuración de la causal de conclusión de vigencia no esté condicionado solamente a los documentos administrativos que emita el OSINERGMIN o el MINEM, dado que es el COES quien determinará de manera sustentada, a partir de la información que solicite al titular del proyecto u otra que disponga, si dicha causal se configura o no, con lo cual, el titular del proyecto podrá adelantar la gestión de conclusión de vigencia, así como la presentación de su nuevo EPO.

Por lo tanto, se sugiere modificar el inciso 1 del numeral 9.13 del PR-20 prepublicado, en el siguiente sentido:

"9.13 Conclusión de la vigencia del Certificado de Conformidad del EPO

(...)

1. *Cuando, ~~de acuerdo a los informes de OSINERGMIN o el MINEM,~~ se advierta que el proyecto no se conectará en el Punto de Conexión aprobado en el EPO o cuando el Punto de Conexión aprobado en el EPO corresponde a una instalación futura que cuenta con EPO aprobado y este último pierde su vigencia.*

(...)

Respecto a la propuesta de cambio del inciso 3 del numeral 9.13 del PR-20 prepublicado, este carece de sustento dado que dicho inciso aborda los casos de causales de conclusión de vigencia de EPO debido a cambios en las características técnicas de las instalaciones del proyecto aprobados en el EPO, mas no a cambios en las características técnicas en el Punto de conexión, los cuales son abordados en el inciso 5. Al respecto, ver opinión del COES al Comentario 8 de ENGIE.

Respecto a la propuesta de cambio del inciso 5 del numeral 9.13 del PR-20 prepublicado, ver opinión del COES al Comentario 8 de ENGIE y lo indicado en el párrafo anterior.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, corresponde modificar el inciso 1 del numeral 9.13 del proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario:

"9.13 Conclusión de la vigencia del Certificado de Conformidad del EPO

(...)

1. *Cuando se advierta que el proyecto no se conectará en el Punto de Conexión aprobado en el EPO o cuando el Punto de Conexión*

aprobado en el EPO corresponde a una instalación futura que cuenta con EPO aprobado y este último pierde su vigencia.

(...)

8.8 Comentario 8 de ORYGEN (Procedimental)

Numeral 9.14

En la propuesta del Plan de Transmisión que elabore el COES conforme a lo dispuesto en el Reglamento de Transmisión, deberá incluir los EPOs de los anteproyectos contemplados en dicho Plan.

Para tal efecto, en la fecha de presentación de la Propuesta del Plan de Transmisión por parte del COES, este deberá remitir los EPOs de los anteproyectos a los Terceros Involucrados, **quienes tendrán un plazo de veinte (20) días hábiles para comunicar al COES sus observaciones. Posteriormente, el COES tendrá un plazo de veinticinco (25) días hábiles para remitir a los Terceros Involucrados la absolución de observaciones. Los Terceros Involucrados tendrán un plazo de diez (10) días hábiles para comunicar al COES sus observaciones a la absolución de observaciones. El COES publicará la Propuesta Definitiva del Plan de Transmisión, considerando la absolución de las observaciones formuladas por los Terceros Involucrados.**

La vigencia de los EPOs elaborados por el COES, incluidos en los anteproyectos de los proyectos del Plan de Transmisión, es de dos años posteriores al año de conexión al SEIN previsto en dichos EPOs. **Antes de que se venza la vigencia de los dos años indicada anteriormente, el Gestor del Proyecto podrá solicitar al COES la ampliación de la vigencia del EPO hasta por dos años adicionales. Para este fin, el Gestor del Proyecto deberá evaluar las eventuales modificaciones al equipamiento aprobado en el EPO y presentarlas al COES adjuntando los sustentos técnicos correspondientes. Por su parte, el COES analizará la información recibida en un plazo de treinta (30) días hábiles y, de ser el caso, declarará la ampliación de la vigencia del EPO.**

En el caso que se configuren las condiciones indicadas en los incisos 3 y 5 del numeral 9.13 del presente procedimiento, el Gestor del Proyecto podrá solicitar al COES mantener la vigencia del EPO. Para este fin, el Gestor del Proyecto deberá evaluar las eventuales modificaciones al equipamiento aprobado en el EPO y presentarlas al COES adjuntando los sustentos técnicos correspondientes.

Por su parte, el COES analizará la información recibida en un plazo de treinta (30) días hábiles y, de ser el caso, declarará la continuidad de la vigencia del EPO.

La vigencia de estos EPOs concluye indefectiblemente por la causal prevista en el inciso 1 del numeral 9.13 del presente procedimiento.

(...)"

Comentario y/o sugerencias:

Respecto al numeral 9.14 de la propuesta, solicitamos incluir en la etapa de revisión de EPOs del Plan de Transmisión a las siguientes entidades: Ministerio de Energía y Minas, OSINERGHMIN y PROINVERSIÓN. Ello con la finalidad de optimizar tiempos e identificar mejoras oportunamente. Lo anterior con el objetivo de que una vez aprobado el EPO del plan de transmisión ya no sufra modificaciones futuras por las demás autoridades, esto ayuda a que la parte técnica esté definida desde un comienzo

Sustento:

En la actualidad existen retrasos en la implementación del Plan de Transmisión (PT), la cual se debe en gran medida al marco legal existente sobre Asociaciones Público-Privadas. Esta última contiene múltiples etapas, que son llevadas a cabo tanto por el COES como el MINEM en la elaboración del PT.

Opinión del COES

Sugerencia parcialmente aceptada. Ver opinión del COES al Comentario 4 de INLAND.

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinerghmin al Comentario 4 de INLAND.

8.9 Comentario 9 de ORYGEN (Procedimental)

"10.6 Alcance del EO

(...)

Previo a la presentación del EO, el Gestor del Proyecto solicitará al COES la determinación de su alcance, para lo cual debe remitir el diagrama unifilar, las características técnicas del proyecto y el cronograma de ejecución del proyecto en el que se indique el año al mes estimado de ingreso del proyecto.

(...)

El documento de alcances del EO emitido por el COES tendrá una validez de seis (06) meses, tiempo en que el Gestor del Proyecto deberá presentar el EO. En proyectos cuya complejidad técnica lo amerite, el COES podrá establecer un plazo de validez mayor, a solicitud del Gestor del Proyecto expresado en su carta de solicitud de alcances. El plazo de validez del documento de alcances del EO es improrrogable. Los proyectos e

instalaciones indicados en el inciso 4 del numeral 10.7 que surjan con posterioridad a la emisión del documento del alcance hasta la presentación del EO, solo serán evaluados como casos adicionales a solicitud del COES, en los escenarios más relevantes para la operación segura y eficiente del SEIN, siempre que el EO haya sido presentado dentro del periodo de validez del documento de alcance.”

Comentario y/o sugerencias:

Solicita evaluar la siguiente redacción:

“10.6 Alcance del EO

(...)

Previo a la presentación del EO, el Gestor del Proyecto solicitará al COES la determinación de su alcance, para lo cual debe remitir el diagrama unifilar, las características técnicas del proyecto y el cronograma de ejecución del proyecto en el que se indique el año al mes estimado de ingreso del proyecto (...)

El documento de alcances del EO emitido por el COES tendrá una validez de ocho (08) meses, tiempo en que el Gestor del Proyecto deberá presentar el EO. En proyectos cuya complejidad técnica lo amerite, el COES podrá establecer un plazo de validez mayor, a solicitud del Gestor del Proyecto expresado en su carta de solicitud de alcances. El plazo de validez del documento de alcances del EO es improrrogable. Los proyectos e instalaciones indicados en el inciso 4 del numeral 10.7 que surjan con posterioridad a la emisión del documento del alcance hasta la presentación del EO, solo serán evaluados como casos adicionales a solicitud del COES, en los escenarios más relevantes para la operación segura y eficiente del SEIN, siempre que el EO haya sido presentado dentro del periodo de validez del documento de alcance.”

Sustento:

Se solicita ampliar el plazo de la vigencia del EO a 8 meses, dado que para desarrollar un EO se requiere ingeniería de detalle de las instalaciones futuras y también información de detalle de terceros involucrados (estos pueden demorarse en entregar la información)

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada. Ver opinión del COES al Comentario 7 de KALLPA.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario. Ver análisis de Osinergmin al Comentario 7 de KALLPA.

8.10 Comentario 10 de ORYGEN (Procedimental)

"10.10 Causales para rechazar el EO

(...)

4. Cuando el COES verifique que, a la fecha de presentación del EO, la Conformidad del EPO se encuentra inmersa en alguna de las causales de conclusión de vigencia previstas en el numeral 9.13 del presente procedimiento.

(...) ~~"a. En caso se verifique que se han producido cualquiera de los supuestos de conclusión de vigencia previstos en los incisos 1, 2 y 4 del numeral 9.13 del presente procedimiento, el COES rechazará el EO y comunicará la conclusión de la Conformidad del EPO al Gestor del Proyecto. b. En el supuesto previsto en el inciso 3 del numeral 9.13 del presente procedimiento, el COES podrá continuar con la tramitación del EO si el Gestor del Proyecto demuestra que las instalaciones contempladas en el proyecto no deteriorarán la calidad, confiabilidad, seguridad y operación del SEIN. En este caso, la Conformidad del EO podrá contemplar la instalación de equipamiento adicional en el proyecto.~~

Comentario y/o sugerencias:

Solicitamos incorporar el siguiente texto.

En caso el Gestor del Proyecto informe al COES de modificaciones, incrementos o cambio de especificaciones, que se produjeron con posterioridad en las instalaciones o equipamientos aprobados en el EPO, y sustente que estos representan iguales o mejores prestaciones, respecto a lo aprobado, COES no podrá rechazar el EO.

Sustento:

Durante el desarrollo del EO los EPC pueden ofrecer mejores equipamientos de acuerdo a la condición del mercado. Cabe señalar que cuando se aprueba un EPO por lo general pasan entre 2 a 3 años para que se desarrolle el EO, esto quiere decir que las condiciones de mercado "venta de equipos" sufren cambios, en ese sentido puede suceder que los EPC ofrezcan mejor equipos acorde al periodo de ejecución.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Los cambios en las características técnicas de los equipos aprobados en el EPO, serán gestionados en primera instancia según lo indicado en el inciso 3 del numeral 9.13 del PR-20 prepublicado. Posteriormente, el Gestor del Proyecto gestionará ante el COES el proceso del EO. No es posible, que los cambios se gestionen en la etapa del EO ya que estos requieren ser

sustentados ante el COES y podrían no ser aprobados lo cual alteraría la tramitación del EO.

Por lo tanto, se sugiere no aceptar la propuesta de cambio.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

8.11 Comentario 11 de ORYGEN (Procedimental)

"10.11 Desaprobación del EO

El COES desaprobará el EO cuando, **al término del proceso de revisión establecido en el numeral 10.9** del presente procedimiento, el Gestor del Proyecto no hubiere absuelto todas las observaciones."

Comentario y/o sugerencias:

Respecto al numeral 10.11 de la propuesta, solicitamos precisar en la propuesta que las observaciones son de índole técnica, para lo cual sugerimos evaluar el siguiente texto:

"10.11 Desaprobación del EO

El COES desaprobará el EO cuando, **al término del proceso de revisión establecido en el numeral 10.9** del presente procedimiento, el Gestor del Proyecto no hubiere absuelto todas las observaciones **de índole técnica**."

Sustento:

Al término de todas las rondas de observaciones, de quedar alguna observación sin resolver y esta conlleve a la desaprobación del EO, esta deberá ser únicamente una observación técnica que el COES haya concluido revisando los requisitos del PR-20.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada. Ver opinión del COES al Comentario 7 de ORYGEN.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario. Ver análisis de Osinergmin al Comentario 7 de ORYGEN.

8.12 Comentario 12 de ORYGEN (Procedimental)

11.6 Informe de Pruebas de Puesta en Servicio y requisitos finales

[...]

2. Las Fichas Técnicas señaladas en el Apéndice A, Anexo 4, del presente procedimiento.

Cualquier modificación en los valores **relevantes** de la Ficha Técnica con posterioridad a la Integración, a excepción de los valores de Inflexibilidades Operativas, deberá ser solicitada al COES, con el debido sustento. Dicha solicitud deberá ser remitida en copia al OSINERGMIN.

~~Presentada la solicitud de modificación, el COES cuenta con un plazo de quince (15) días hábiles para pronunciarse aprobando u observando la solicitud. En caso de formular observaciones, el Titular de la Instalación tiene un plazo de diez (10) días hábiles para subsanarlas. Presentada la subsanación, el COES tiene un plazo de quince (15) días hábiles para pronunciarse, aprobando u observando la solicitud."~~

Opinión del COES: Sugerencia no aceptada.

Al respecto, cabe señalar que la modificación del inciso 2 del numeral 11.6 del PR-20 prepublicado considera la inclusión de un nuevo numeral 11.7 en el PR-20 prepublicado, que detalla entre otros, el trámite a seguir para el proceso de Modificación de Fichas Técnicas.

Por lo tanto, se sugiere no aceptar la propuesta de cambio.

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

8.13 Comentario 13 de ORYGEN (Procedimental)

"12.9 Solicitud de Inicio de Operación Comercial de centrales de generación conectadas al SEIN y que no requirieron EPO ni EO
Para las centrales de generación que no requirieron EPO ni EO y que se encuentran conectadas eléctricamente al SEIN, que opten por entrar en Operación Comercial, deberán cumplir los siguientes requisitos, siguiendo los plazos indicados en el numeral 12.4 del presente procedimiento:
a) Acreditar que la central se encuentra conectada eléctricamente al SEIN.
b) Ser Integrante del COES.

c) Presentar la documentación descrita en el numeral 11.4.1 (incisos 1 y 5, y el 6 y 8 en caso correspondan) del presente procedimiento.

d) Presentar la documentación descrita en los literales c, d y e del numeral 4.2 del Anexo 4 del presente procedimiento.

e) Presentar la documentación descrita en el numeral 12.3 del presente procedimiento.

f) Para las CGC mayores de 10 MW, adjuntar el modelo eléctrico de la central que el titular disponga, en el software establecido por el COES, y los ajustes de los equipos de control, plasmados en los modelos matemáticos en el mismo software.

g) Presentar los datos de placa y protocolos de fábrica de los equipos.”**Comentario y/o sugerencias:**

Respecto al numeral 12.9 de la propuesta, solicitamos precisar:

- i) criterios sobre qué centrales no requieren EPO ni EO.
- ii) Publicar en el Portal web del COES un mapa de instalaciones de qué componentes están dentro del alcance del PR-20, ello con la finalidad de que los nuevos proyectos tengan limitados los puntos de conexión.
- iii) Definir las áreas operativas bajo las cuales se aplica este numeral.

Sustento:

Conocer los criterios utilizados por el COES para definir si un proyecto requiere o no EPO y/o EO facilita al Gestor del Proyecto en decidir la estrategia para el Punto de Conexión, siendo este un punto muy fundamental en la concepción del proyecto.

Asimismo, conocer las instalaciones que están dentro del alcance del PR-20 ayuda en la toma de decisiones frente a la elección del punto de conexión.

Es importante para todos los agentes conocer si la futura integración se estará efectuando o no sobre el SEIN.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Respecto a los criterios sobre qué centrales no requieren EPO ni EO, estos resultan del alcance establecido en el numeral 2 del PR-20 en donde se describen los límites de las instalaciones a partir de las cuales se considera que un proyecto se encuentra dentro o fuera del alcance de aplicación del PR-20.

Cabe precisar que el numeral 12.9 del PR-20 prepublicado permite a los titulares de aquellas centrales que se encuentran conectadas al SEIN o que se encuentran fuera del alcance de aplicación del PR-20, gestionar la solicitud de inicio de Operación Comercial a fin de poder participar en el Mercado Mayorista de Electricidad (MME), lo cual le permite al COES contar con el sustento normativo para solicitar los requisitos que les son aplicables a este tipo de centrales.

Por lo tanto, se sugiere no aceptar la propuesta de cambio.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

8.14 Comentario 14 de ORYGEN (Procedimental)

"13.1 Causales de suspensión de la Operación Comercial o Integración al SEIN (...)

1. Se determine que la documentación y/o información presentada por el Titular de la Instalación al COES para obtener la Conformidad de inicio de la Operación Comercial o integración de instalaciones al SEIN, es falsa **o incorrecta.**

(...)"

Comentario y/o sugerencias:

En caso que la observación sea incorrecta, se debe otorgar un espacio de cinco días para que el Gestor del Proyecto pueda subsanar dicha información, para lo cual sugerimos evaluar el siguiente texto:

"13.1 Causales de suspensión de la Operación Comercial o Integración al SEIN (...)

*1. Se determine que la documentación y/o información presentada por el Titular de la Instalación al COES para obtener la Conformidad de inicio de la Operación Comercial o integración de instalaciones al SEIN, es falsa **o incorrecta.***

En caso que la información sea incorrecta, el COES otorgará un plazo de cinco días hábiles para subsanar la información.

(...)"

Sustento:

Existen muchos casos que la información incorrecta es producto de error humano, por lo que esto es posible de subsanar en corto tiempo, y no debe constituir causal de suspensión de la operación comercial

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada. Ver opinión del COES al Comentario 18 de ENGIE.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinergmin al Comentario 18 de ENGIE. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

8.15 Comentario 15 de ORYGEN (Procedimental)

"13.3 Conclusión de la Operación Comercial dispuesta por el COES

El COES de oficio **declarará** la conclusión de Operación Comercial de una unidad o central de generación cuando se produzca cualquiera de las siguientes causales:

1. Cuando por cualquier causa, incluidos los eventos de fuerza mayor, la unidad o central de generación no se encuentre disponible para su operación en el SEIN por más de tres (3) meses consecutivos. Se exceptúan de esta causal:

I) Las centrales que solo operan en modo de Cogeneración y que por sus propias características técnicas operan en el SEIN en forma estacional.

II) El Participante Generador que tiene una única unidad o central de generación en Operación Comercial, siempre que, antes de cumplirse los tres (3) meses de indisponibilidad, comunique al COES su renuncia expresa al derecho de que su unidad o central de generación cuente con Ingresos por Potencia durante el periodo en el que no va a estar disponible para operar en el SEIN, para lo cual, se le considerará una Potencia Firme igual a cero; y, constituya garantías conforme a lo dispuesto en el Procedimiento Técnico del COES N° 46 “Garantías y constitución de fideicomisos para el Mercado Mayorista de Electricidad” o la norma que lo reemplace, las cuales deberán mantenerse vigentes durante el periodo en el que la unidad o central de generación no va a estar disponible para operar en el SEIN.

Este supuesto es aplicable hasta por un periodo de doce (12) meses computados desde que el Titular comunica al COES la renuncia.

Culminado dicho periodo, si la unidad o central continúa indisponible para operar en el SEIN, el COES declarará la Conclusión de su Operación Comercial.

2. Cuando la suspensión de la Operación Comercial declarada conforme al numeral 13.1, se prolongue por más de tres (3) meses.

3. Cuando la autoridad competente emita un acto administrativo expreso que declare la caducidad de la concesión definitiva de generación o revoque la autorización de generación que involucra la unidad de generación que cuenta con Conformidad de Operación Comercial.

4. Cuando el Participante Generador es excluido del Mercado Mayorista de Electricidad, conforme a lo dispuesto en el Procedimiento Técnico del COES N° 02 “Condiciones de Participación en el Mercado Mayorista de Electricidad”. En este caso, la Conclusión de la Operación Comercial aplica de forma inmediata a todas las Unidades de Generación del Participante Generador.

En el caso de que la Conclusión de Operación Comercial haya sido dispuesta por el COES en aplicación del inciso 1, y mientras que la unidad o central de generación continúe integrada al SEIN, el levantamiento de la Conclusión de Operación Comercial se tramitará con la solicitud del Titular de la Instalación confirmando la disponibilidad de su unidad o central, adjuntando un informe de sustento con las pruebas de operatividad

correspondientes. el COES emitirá su pronunciamiento en un plazo no mayor a quince (15) días hábiles luego de emitida la solicitud.”

Comentario y/o sugerencias:

Se solicita modificar el numeral de la siguiente manera:

1. Cuando por mantenimientos mayores no informados en el PAI respectivo o por alguna falla, incluidos los eventos de fuerza mayor, la unidad o central de generación no se encuentre disponible para su operación en el SEIN por más de tres (3) meses consecutivos.

Se exceptúan de esta causal las centrales que solo operan en modo de Cogeneración y que por sus propias características técnicas operan en el SEIN en forma estacional.

Este supuesto es aplicable hasta por un periodo de doce (12) meses computados desde que el Titular comunica al COES la renuncia. Culminado dicho periodo, si la unidad o central continúa indisponible para operar en el SEIN, el COES declarará la Conclusión de su Operación Comercial.

Sustento:

La propuesta realizada, al ser general, no toma en cuenta, por ejemplo, a los mantenimientos mayores de las unidades (overhaul), los cuales consideramos que no deberían ser causales de un retiro de operación comercial al ser estos mantenimientos parte de la operación continua de las centrales. En general, los mantenimientos coordinados y aprobados por el COES en el programa anual de intervenciones no deberían ser considerados como causales de retiro de operación comercial. Adicionalmente se debe tomar en cuenta que los efectos ocasionados por las indisponibilidades en la potencia firme y en la remuneración por potencia activa ya están descritos tanto en el reglamento de la LCE como en los procedimientos COES, por lo cual no consideramos correcto agregar restricciones adicionales en el marco de este procedimiento.

Opinión del COES

Sugerencia aceptada.

Los mantenimientos mayores de las unidades de generación que son aprobados previamente en el Programa Anual de Intervenciones (PAI), no deberían ser considerados en las causales de Conclusión de Operación Comercial, en ese sentido se considera razonable que sean exceptuados de la causal del inciso 1 del numeral 13.3.

Por lo tanto, se sugiere modificar el inciso 1 del numeral 13.3 del PR-20 prepublicado, en el siguiente sentido:

“13.3 Conclusión de la Operación Comercial dispuesta por el COES

El COES de oficio declarará la conclusión de Operación Comercial de una unidad o central de generación cuando se produzca cualquiera de las siguientes causales:

- 1. Cuando por cualquier causa, incluidos los eventos de fuerza mayor, la unidad o central de generación no se encuentre disponible para operar en el SEIN por más de tres (3) meses consecutivos.*

Se exceptúan de esta causal:

(...)

III) La unidad o central de generación que se encuentra en mantenimiento mayor aprobado previamente en el Programa Anual de Intervenciones.”

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario:

“13.3 Conclusión de la Operación Comercial dispuesta por el COES

El COES de oficio declarará la conclusión de Operación Comercial de una unidad o central de generación cuando se produzca cualquiera de las siguientes causales:

- 1. Cuando por cualquier causa, incluidos los eventos de fuerza mayor, la unidad o central de generación no se encuentre disponible para operar en el SEIN por más de tres (3) meses consecutivos.*

Se exceptúan de esta causal:

(...)

III) La unidad o central de generación que se encuentra en mantenimiento mayor aprobado previamente en el Programa Anual de Intervenciones.”

8.16 Comentario 16 de ORYGEN (Procedimental)

“OCTAVA: En el caso de instalaciones provisionales que requieran ingresar al sistema con carácter de urgencia, debido a fallas que interrumpan suministro, **o de configuraciones provisionales de instalaciones existentes como parte de la implementación de un proyecto, en coordinación con los Agentes cuyas instalaciones se vean impactadas según corresponda**, se les exceptuará de cumplir lo indicado en los numerales 9, 10 y 11 del presente procedimiento, siendo solo necesario presentar el estudio de protecciones de

la instalación provisional, y otra información que el COES considere necesaria.”

Comentario y/o sugerencias:

Respecto a la 8va disposición complementaria, solicitamos precisar o especificar si una conexión temporal limita la obtención de la operación comercial de una central.

Sustento:

Puede ocurrir el caso que un proyecto tenga como Punto de Conexión una subestación del Plan de Transmisión y por problemas sociales o ajenos al proyecto, no llegue en la fecha indicada en el contrato firmado con Proinversión. Por lo expuesto, se debe permitir la obtención de operación comercial a las centrales que previeron conectarse a este punto, realizando el proyecto de generación una conexión temporal.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Lo establecido en la Octava Disposición Complementaria aplica a aquellos proyectos que durante su implementación requieren implementar configuraciones provisionales a partir de instalaciones existentes, es decir, sin considerar nuevo equipamiento; sin embargo, el caso planteado si requeriría de nuevo equipamiento (enlace de transmisión más celdas de conexión), por lo tanto, debería pasar por las etapas de EPO (siempre que se configure la causal de conclusión de vigencia), EO y demás procesos para su conexión.

Ver opinión del COES al Comentario 5 de KALLPA.

Por lo tanto, se sugiere no aceptar la propuesta de cambio.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinergmin al Comentario 5 de KALLPA. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

8.17 Comentario 17 de ORYGEN (Requisitos Generales PR-20)

Capítulo 1, Anexo 1

1.1 OBJETO

Estandarizar la estructura para codificar y organizar la numeración correlativa de los principales equipos eléctricos que ingresan al SEIN.

1.2 ALCANCE

En el presente capítulo se establece la estructura para codificar los principales equipos eléctricos. Al respecto, es responsabilidad del COES otorgar el número correlativo para cada equipo **mayor a 100 kV** que ingrese al SEIN.

Para los equipos de menores niveles de tensión, el COES otorgará el número correlativo las líneas de transmisión, el resto de equipos seguirán la misma estructura de codificación establecida por los titulares de las instalaciones eléctricas.

Los principales equipos eléctricos de potencia a considerar son: de transformación, transmisión y compensación reactiva, tal como se muestra en la Figura 1.1.

Comentario y/o sugerencias:

Respecto al objetivo y alcance de la propuesta "**Codificación de principales equipos eléctricos del SEIN**" (Capítulo 1 del Anexo 1), no queda claro cómo quedará la codificación de las **líneas de 50/60/72 kV**, por lo que solicitamos que en la propuesta se especifique cuál será el tratamiento para los equipos de niveles de tensión indicados.

De igual manera, solicitamos que el COES evalúe alternativas y precise en la propuesta el tratamiento a seguir ante posibles conflictos en el caso que un proyecto implique el seccionamiento de una línea de un tercero (escenario que se tornará complicado para llegar a un acuerdo respecto a la codificación).

Asimismo, con la finalidad de que no exista duplicidad de codificación de equipos, sugerimos agregar una sigla o código que identifique a la subestación.

Por otro lado, debido a la complejidad de gestión de datos, solicitamos que en la propuesta se especifique que el COES llevará a cabo el control de codificación mediante un sistema.

Sustento:

En la actualidad, el COES emite codificación de líneas en 60 kV, lo cual permite contar con una estandarización y orden de codificación, sin embargo, se puede presentar conflictos ante el supuesto que cada titular tenga que proponer códigos de las líneas de su propiedad, razón por la cual solicitamos que el COES evalúe y proponga alternativas en la propuesta para resolver eventuales conflictos de coificación.

Opinión del COES

Consulta atendida.

En la propuesta se indica que el COES otorgara la codificación a las líneas de transmisión con niveles de tensión menores a los 100 kV. Es decir, las líneas de 50/60/72 kV serán siendo codificadas por el COES.

El resto de equipos como transformadores, reactores, capacitores, deberán ser codificados por los titulares.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario

8.18 Comentario 18 de ORYGEN (Requisitos Generales PR-20)

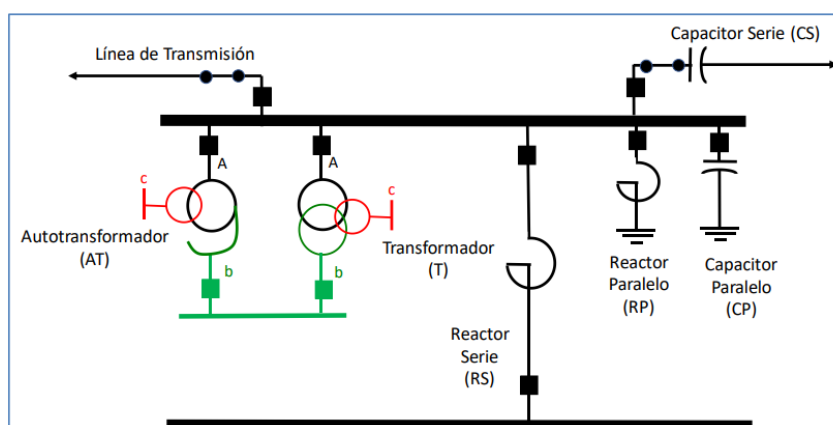


Figura 1.1. Principales equipos del SEIN que se codificarán y establecerán una numeración correlativa

Comentario y/o sugerencias:

Respecto a la figura 1.1 de la propuesta de modificación del procedimiento PR-20 (Capítulo 1 del Anexo 1), sugerimos que se agreguen los equipos FACTS como SVC, STATCOM, etc.

Sustento:

Con la finalidad que los cambios guarden consistencia en todo el desarrollo del Anexo 1

Opinión del COES

Consulta atendida.

Existe una gran variedad de equipos facts, como el TCR, TSC, SVC, STATCOM, SSSC, TCSC, UPFC; Reactores Magnéticamente Controlados, etc; inclusive muchos de ellos aún se encuentran en desarrollo, o podría aparecer nuevos equipos, y tienen diferentes formas de conexión.

Por lo que tratar de codificarlos implicaría extender el procedimiento, cuando muchos de dichos equipos quizá no se lleguen a implementar en el SEIN o incluso a fabricar.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

8.19 Comentario 19 de ORYGEN (Requisitos Generales PR-20)

Capítulo 1 del Anexo 1

1.3 CODIFICACIÓN DE EQUIPOS

Equipos de Transformación

Son los transformadores y autotransformadores de potencia de dos o tres devanados. Ver Figura 1.2

Comentario y/o sugerencias:

Respecto al numeral 1.3 de la propuesta, solicitamos incluir los transformadores de cuatro (04) devanados en los equipos de transformación a codificar. Asimismo, sugerimos que en la Figura 1.2 de la propuesta de modificación del procedimiento PR-20 (Capítulo 1 del Anexo 1) se agregue el transformador de cuatro (04) devanados.

Sustento:

Con la finalidad que los cambios guarden consistencia en todo el desarrollo del Anexo 1

Opinión del COES

Consulta atendida.

En la propuesta ya se incluye el caso que se cuente con transformadores de 4 devanados. Se indica

“Para el caso de transformadores de 4 bobinados se incluirá un número adicional en la estructura del correlativo para representar el nivel de tensión del cuarto bobinado”

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

8.20 Comentario 20 de ORYGEN (Requisitos Generales PR-20)

Capítulo 1 del Anexo 1



Comentario y/o sugerencias:

Respecto al numeral 1.3 de la propuesta, solicitamos indicar desde qué valor iniciarán la codificación, con la finalidad de no duplicar equipos. O en su defecto, agregar una sigla o código que identifique a la subestación, adicionalmente, solicitamos que la propuesta especifique que el COES llevará a cabo el control de codificación mediante un sistema.

Sustento:

Debido a la complejidad de gestión de datos.

Opinión del COES

Consulta atendida.

El correlativo lo deberá llevar cada titular, ya que en la actualidad existen equipos que se están codificando de forma similar a la propuesta.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

8.21 Comentario 21 de ORYGEN (Requisitos Generales PR-20)**Capítulo 1, Anexo 1**

Para el caso donde las CGNC ingresen por etapas, solicitamos indicar en la propuesta la estructura de códigos que utilizarán para cada etapa.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

La estructura de códigos que los gestores o titulares utilicen para las etapas, esta relacionado no solo al PR-20, sino a otros permisos como los ambientales, autorización o concesión. Por lo que el COES no podría imponer una estructura de codificación a las etapas, ya que esto podría afectar a los tramites que vienen realizando muchos gestores de proyectos.

Como ejemplo se puede indicar que hay proyectos que se manejan como:

Central Solar Etapa 1, Central Solar Etapa 1

Central Solar Fase 1, Central Solar Fase 2

Central Solar Norte, Central Solar Sur, etc.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

8.22 Comentario 22 de ORYGEN (Requisitos Generales PR-20)

Capítulo 1, Anexo 1

En el caso de que una línea existente sea seccionada por otro proyecto, el COES hará la recodificación de cada tramo, empleando la nomenclatura y correlativo respectivo.

Comentario y/o sugerencias:

Respecto a la codificación de líneas de transmisión, solicitamos detallar el proceso a seguir por el COES para la asignación de Códigos, así como el tiempo de respuesta, medio de consulta con los involucrados y otros.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

En el procedimiento PR-20, ya se incluye un numeral sobre la codificación de las líneas de transmisión, el cual se debe realizar antes de la presentación del Estudio de Operatividad.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

8.23 Comentario 23 de ORYGEN (Requisitos Generales PR-20)

Capítulo 2, Anexo 1

2.1 OBJETIVO

Establecer los requisitos mínimos y criterios para el acceso y conexión al SEIN, que deben adoptar las nuevas instalaciones, las ampliaciones y repotenciaciones de la infraestructura de transmisión, generación y/o demanda.

Comentario y/o sugerencias:

Respecto al numeral 2.1, objetivo del capítulo 2 del anexo 1, solicitamos incluir a las modificaciones de instalaciones existentes, para lo cual sugerimos evaluar:

"2.1 OBJETIVO

*Establecer los requisitos mínimos y criterios para el acceso y conexión al SEIN, que deben adoptar las nuevas instalaciones, las ampliaciones, **modificaciones de instalaciones** y repotenciaciones de la infraestructura de transmisión, generación y/o demanda".*

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Con la propuesta de objetivo, se limita el alcance del PR-20. De incluir el término modificación (que es cambio, transformación, variación, alteración, innovación, reforma, rectificación, corrección, etc), implicaría ampliar el procedimiento y poner limitaciones a los propios agentes, ya que una modificación es un término muy amplio.

Esto podría llevar a que terceros requieran que actividades que en la actualidad se realizan a través de mantenimientos tengan que pasar por el PR-20, y que sean revisados por terceros que podrían incluso objetar el proceso.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

8.24 Comentario 24 de ORYGEN

Capítulo 2, Anexo 1

2.2 ALCANCE

Es de cumplimiento obligatorio para todas las instalaciones con infraestructura de generación, transmisión y demanda que se conecten al SEIN dentro del alcance de aplicación del PR-20, con el fin de evitar impactos negativos en la seguridad, calidad y confiabilidad de las operaciones, así como también, cumplir con los indicadores de desempeño en el Punto de Conexión.

Para cumplir con ello, las nuevas instalaciones, ampliaciones o repotenciaciones deberán incluir como parte de su proyecto el nuevo equipamiento más, las modificaciones y/o adición de equipos que sean necesarios en la instalación existente como líneas de transmisión y subestaciones, para no degradar el diseño original, ni afectar seguridad operativa del SEIN.

Las soluciones a los problemas de sobrecargas en líneas de transmisión y/o transformadores de potencia del STTN y STTR asociados a una instalación que se conecte por primera vez al SEIN, serán analizadas en el marco del Plan de Transmisión del periodo correspondiente, realizando las recomendaciones necesarias para asegurar la operatividad del SEIN. Las que correspondan a instalaciones del STL, serán analizadas en el EPO del proyecto que genera las sobrecargas

Comentario y/o sugerencias:

Solicitamos especificar en la propuesta si la solución a la problemática de las sobrecargas en los equipos de transmisión que son STTN y STTR serán parte del Plan de Transmisión y no como alcance del EPO en cuestión.

Sustento:

La redacción de la propuesta no es clara, por lo que solicitamos incluir algunas precisiones.

Es importante anotar que, en la actualidad existen retrasos en la implementación del Plan de Transmisión (PT), la cual se debe en gran medida al marco legal existente sobre Asociaciones Público-Privadas. Esta última contiene múltiples etapas, que son llevadas a cabo tanto por el COES como el MINEM en la elaboración del PT. En ese sentido, el analizar las soluciones de las sobrecargas en los sistemas de transmisión que pertenecen al STTN y STTR durante el Plan de Transmisión conllevaría retrasos frente a esta problemática.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

El PR-20 no puede incluir precisiones al proceso del Plan de Transmisión. Sin embargo, es preciso mencionar que durante el trámite de EPOs no se solicita que los gestores que solucionen los problemas de sobrecargas en los STTN y STTR. Lo que si se solicita son esquemas especiales de protección y control que controlen las sobrecargas ante el ingreso de los proyectos.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

8.25 Comentario 25 de ORYGEN (Requisitos Generales PR-20)**Capítulo 2, Anexo 1****2.3 Conexión de los Sistemas de Transmisión****2.3.1 Criterios para la conexión en líneas de Transmisión**

(...) Las líneas de transmisión definidas como Interconexiones Internacionales solo podrán ser modificadas o seccionadas en el Plan de Transmisión.

Comentario y/o sugerencias:

Respecto al numeral 2.3.1 de la propuesta, consideramos que vincular la modificación o seccionamiento de STTN al Plan de Transmisión (PT) es restrictivo y perjudicial para el desarrollo de proyectos, en la medida que originaría pérdidas de oportunidades de inversión producto de que no se pueda seccionar líneas en 500 KV (la propuesta solo permitiría que el seccionamiento ocurra solo dentro del Plan de Transmisión), solicitamos mantener el texto vigente.

Sustento:

Es importante anotar que, en la actualidad existen retrasos en la implementación del Plan de Transmisión (PT), la cual se debe en gran medida al marco legal existente sobre Asociaciones Público-Privadas. Esta última contiene múltiples etapas, que son llevadas a cabo tanto por el COES como el MINEM en la elaboración del PT.

Como consecuencia de este retraso se va a generar (i) congestión en el sistema (con mayores precios de electricidad que afectarán a los usuarios finales) así como (ii) postergación en la operación comercial de diversos proyectos ERNC, perdiendo oportunidades de inversión y generación de empleos que beneficiarían al país y poniendo en riesgo la continuidad del suministro de electricidad por falta de generación eficiente e infraestructura de transmisión. En ese sentido, consideramos que la propuesta no debe limitar el acceso al Sistema Troncal Nacional (STTN) ni vincular las modificaciones y seccionamientos al PT, dado que, como ya se señaló, genera pérdida del aprovechamiento de la capacidad de generación existente en el país, pérdida de oportunidades de inversiones, vulnera la conexión de varios proyectos en marcha, contraponiéndose con las disposiciones en la Ley de Concesiones eléctricas y su Reglamento.

Consideramos que mientras se garantice que no se perjudicará las redes ni la confiabilidad del sistema con la conexión de una nueva planta, lo cual está regulado (sustentado, evaluado y analizado) en la elaboración del EPO, no debe existir ninguna restricción.

De otro lado, es importante que la propuesta precise que estas nuevas exigencias no deben afectar a centrales existentes en trámite de revisión del EPO y/o con EPO aprobado.

Opinión del COES

Sugerencia aceptada.

En atención a los argumentos indicados se ha incluido en la tabla 2.1 del numeral 2.3.1 del capítulo 2 del Anexo 1 del PR-20 prepublicado, los criterios que se deberán cumplir en los nuevos proyectos que prevean el seccionamiento de líneas del STTN (500 kV).

Al respecto, en el caso del criterio de "Distancia mínima entre la subestación existente y el punto de seccionamiento", se ha considerado una distancia de 70 km que corresponde a la longitud en la que se requiere realizar una transposición completa según lo considerado en el numeral 3.3.5 del capítulo 3 del Anexo 1 del PR-20 prepublicado. Asimismo, de manera excepcional el COES evaluará aquellos casos en los que se infrinja mínimamente alguno de los criterios de seccionamiento de la tabla 2.1, los cuales deberán ser debidamente sustentados por el Gestor del Proyecto en el EPO.

Por lo tanto, se sugiere modificar el numeral 2.3.1 del capítulo 2 del Anexo 1 del PR-20 prepublicado. Ver las modificaciones en la opinión del COES al Comentario 23 de ENGIE.

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinerghmin al Comentario 23 de ENGIE.

8.26 Comentario 26 de ORYGEN (Requisitos Generales PR-20)

Capítulo 2, Anexo 1

2.3 Conexión de los Sistemas de Transmisión

2.3.1 Criterios para la conexión en líneas de Transmisión

(...) En caso la línea a seccionarse posea compensación serie, el titular de la nueva instalación, en adición a lo mencionado en el ítem anterior, deberá realizar la adaptación de la compensación serie existente en los dos tramos de línea seccionadas, siempre **que, la compensación de cada tramo no supere el 50% de su impedancia.**

Comentario y/o sugerencias:

Respecto al numeral 2.3.1 de la propuesta, que el titular de la nueva instalación deba realizar la adaptación de la compensación serie existente en los dos tramos de la línea seccionada, siempre que, **la compensación de cada tramo no supere el 50% de su impedancia**, la redacción no es clara, por lo que solicitamos reformular el texto, el sustento técnico/económico, así como la normativa que respalda la propuesta.

Sustento:

Esta nueva exigencia implica realizar mayores inversiones.

Opinión del COES

Sugerencia parcialmente aceptada.

Respecto al criterio del grado de compensación serie del 50%, corresponde a un criterio adoptado de la experiencia en la operación del SEIN, ya que un mayor grado de compensación expone al riesgo de incorporar frecuencias naturales de oscilación en el rango de los fenómenos de Resonancia Subsíncrona.

Para una mayor claridad en la redacción, se sugiere modificar el numeral 2.3.1 del capítulo 2 del Anexo 1 del PR-20 prepublicado, en el siguiente sentido:

"2.3.1 CRITERIOS PARA LA CONEXIÓN EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

(...)

- En caso la línea a seccionarse posea compensación serie, el titular de la nueva instalación, en adición a lo mencionado en el ítem anterior, deberá realizar la adaptación de la compensación serie existente en los dos tramos de línea seccionadas, **siempre con la finalidad de** que, la compensación de cada tramo no supere el 50% de su impedancia.”

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, quedará redactado de la siguiente manera:

“2.3.1 CRITERIOS PARA LA CONEXIÓN EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

(...)

- En caso la línea a seccionarse posea compensación serie, el titular de la nueva instalación, en adición a lo mencionado en el ítem anterior, deberá realizar la adaptación de la compensación serie existente en los dos tramos de línea seccionadas, con la finalidad de que, la compensación de cada tramo no supere el 50% de su impedancia.”

8.27 Comentario 27 de ORYGEN (Requisitos Generales PR-20)

Capítulo 2, Anexo 1

Tabla 2.1. – Criterios a cumplir para el Seccionamiento de Líneas STTR y STL

Ítem	Criterio	STTR (220 kV)
1	Potencia mínima de la conexión del proyecto (demanda o central de generación), para el seccionamiento de una línea.	Mínimo el 25% de la capacidad nominal de la línea a seccionar, al año de ingreso del proyecto.
2	Limitar el incremento de la longitud de la línea a seccionar (ver Figura 2.1).	El incremento de la longitud de la línea no debe superar el quince por ciento (15%).
3	Distancia mínima entre la subestación existente y el punto de seccionamiento. (ver Figura 2.2).	Mayor a 30 km
4	Conexión a un <u>enlace de Transmisión</u> ¹ conformado por más de un circuito. (ver Figura 2.3).	Se deberá implementar una configuración en “PI (π)”, seccionando todos los circuitos que lo conforman.

otas:

Se podrán exceptuar de los criterios 1 y 3 a los proyectos del Sistema de Transmisión aprobados por el MINEM, o provenientes del Plan de Inversión en Transmisión, aprobados por el OSINERGMIN.

El seccionamiento de líneas de transmisión del STL será evaluado en el Estudio de Pre Operatividad.

Comentario y/o sugerencias:

Respecto al numeral 2.3.1 del Anexo 1 del Capítulo 2 de la propuesta del PR-20, solicitamos el retiro de la prohibición de considerar como punto de conexión el seccionamiento de líneas que son STTN, esto debido a que vulnera el libre acceso a las instalaciones de transmisión del SEIN.

Por otro lado, solicitamos evaluar el siguiente texto de incorporación para la Nota 1 de la Tabla 2.1:

" (...) Asimismo cualquier proyecto que pueda sustentar técnicamente la excepción de cualquier criterio de la tabla , deberá ser validada en el Estudio de Pre - Operatividad."

Sustento:

El prohibir el seccionamiento de líneas que son STTN vulnera el libre acceso a instalaciones de transmisión del SEIN. Por lo expuesto, se solicita retirar ese criterio respecto a criterios de conexión en líneas de transmisión STTN.

De otro lado, de la Nota 1 de la Tabla 2.1, se indica que los proyectos del Plan de Transmisión o proyectos del PIT pueden exceptuar de cumplir algunos criterios de esta tabla, dando un trato distinto a proyectos de generación o demanda. Por lo tanto, no debería ver este trato distinto, o de ser el caso que en el EPO se evalúe técnicamente si algunos proyectos distintos al PT o PIT puedan exceptuar de cumplir algunos criterios de esta tabla.

Opinión del COES

Sugerencia aceptada.

En atención a los argumentos indicados se ha incluido en la tabla 2.1 del numeral 2.3.1 del capítulo 2 del Anexo 1 del PR-20 prepublicado, los criterios que se deberán cumplir en los nuevos proyectos que prevean el seccionamiento de líneas del STTN (500 kV).

Al respecto, en el caso del criterio de "Distancia mínima entre la subestación existente y el punto de seccionamiento", se ha considerado una distancia de 70 km que corresponde a la longitud en la que se requiere realizar una transposición completa según lo considerado en el numeral 3.3.5 del capítulo 3 del Anexo 1 del PR-20 prepublicado. Asimismo, de manera excepcional el COES evaluará aquellos casos en los que se infrinja mínimamente alguno de los criterios de seccionamiento de la tabla 2.1, los cuales deberán ser debidamente sustentados por el Gestor del Proyecto en el EPO.

Por lo tanto, se sugiere modificar el numeral 2.3.1 del capítulo 2 del Anexo 1 del PR-20 prepublicado. Ver las modificaciones en la opinión del COES al Comentario 23 de ENGIE.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinergmin al Comentario 23 de ENGIE.

8.28 Comentario 28 de ORYGEN (Requisitos Generales PR-20)

Capítulo 2, Anexo 1

Tabla 2.1. – Criterios a cumplir para el Seccionamiento de Líneas STTR y STL

Ítem	Criterio	STTR (220 kV)
1	Potencia mínima de la conexión del proyecto (demanda o central de generación), para el seccionamiento de una línea.	Mínimo el 25% de la capacidad nominal de la línea a seccionar, al año de ingreso del proyecto.
2	Limitar el incremento de la longitud de la línea a seccionar (ver Figura 2.1).	El incremento de la longitud de la línea no debe superar el quince por ciento (15%).
3	Distancia mínima entre la subestación existente y el punto de seccionamiento. (ver Figura 2.2).	Mayor a 30 km
4	Conexión a un <u>enlace de Transmisión</u> ¹ conformado por más de un circuito. (ver Figura 2.3).	Se deberá implementar una configuración en "PI (π)", seccionando todos los circuitos que lo conforman.

otas:

Se podrán exceptuar de los criterios 1 y 3 a los proyectos del Sistema de Transmisión aprobados por el MINEM, o provenientes del Plan de Inversión en Transmisión, aprobados por el OSINERGHMIN.

El seccionamiento de líneas de transmisión del STL será evaluado en el Estudio de Pre Operatividad.

Comentario y/o sugerencias:

Respecto a la tabla 2.1 del Capítulo 1 del anexo 1 de la propuesta, se indica que la potencia mínima para seccionar el STTR y STL debe ser el 25% de la capacidad nominal, sin embargo, no se precisa qué potencia se debe considerar si es la capacidad del transformador, líneas, generación, etc., por lo cual **solicitamos** indicar qué potencia se debe considerar en los casos indicados anteriormente. Asimismo, solicitamos al COES que nos alcance el informe técnico/económico que sustenta el valor de la limitación del 25% de la capacidad nominal.

Las STL no deberán tener criterios de seccionamiento conforme al actual PR20.

Sustento:

La propuesta debe tener en cuenta que, en muchos casos debido a la naturaleza geográfica del proyecto, el mejor punto de conexión es seccionar una línea en determinado punto con una menor carga a la capacidad de transmisión. En ese sentido, consideramos que la propuesta debe ser definida técnicamente y se debe de evaluar en el estudio correspondiente, como por ejemplo el EPO (implementando las instalaciones que sean necesarias que no impacten técnicamente en la operación del sistema).

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

En la tabla 2.1, las restricciones entre ellas la de 25% de capacidad aplica al STTR.

En el caso del STL se indica que dicho seccionamiento se evaluara en el EPO.

Sobre el análisis técnico/económico y la restricción de seccionar las STTR, se debe precisar que este porcentaje ya se encuentra en el Anexo 1 del PR-20 vigente, no es requisito nuevo.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

8.29 Comentario 29 de ORYGEN (Requisitos Generales PR-20)

Capítulo 2, Anexo 1

2.3.2 CRITERIOS PARA LA CONEXIÓN DE SUBESTACIONES

Se requiere análisis comparativo económico entre los requisitos del PR Vigente Vs Propuesta OSINERGMIN.

Sustento:

Debido a que estos nuevos requerimientos encaren el desarrollo de proyectos eficientes y frenan decisiones de inversión

Opinión del COES

Consulta atendida.

Ver opinión del COES al Comentario 1 de la SNMPE.

8.30 Observación 30 (ORYGEN) Requisitos Generales PR-20

Capítulo 2, Anexo 1

Respecto al numeral 2.3.2 del anexo 1 de la propuesta, solicitamos que nos alcancen el informe técnico/económico que respalda la propuesta.

Sustento:

Debido a que estos nuevos requerimientos encarecen el desarrollo de proyectos eficientes y frenan decisiones de inversión.

Opinión del COES

Consulta atendida.

En el numeral 2.3.2 del anexo 1, se especifica el tipo de subestaciones que se debe implementar en los STTN y STTR. Esto, ya está especificado en el PR-20 actual, no es una nueva exigencia.

Al contrario, se está flexibilizando los requisitos, ya que en el Anexo 1 vigente por ejemplo se solicitaba que las SSEE de 220 kV sean Interruptor y Medio, y con la propuesta se está solicitando que sean Doble Barra con seccionador de transferencia, lo que significa un ahorro en equipos y espacio de terreno.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

8.31 Comentario 31 de ORYGEN (Requisitos CGC y CGNC)

Capítulo 2, Anexo 1

2.4 Requisitos para la conexión de instalaciones de generación

2.4.1 Por capacidad de la central

La potencia total² (S_n) resultante en el Punto de Conexión al SEIN, que podrá inyectar una central de generación por medio del sistema de transmisión correspondiente, o las centrales de generación que se encuentren agrupadas en una misma zona, por medio de un único sistema de transmisión, se encuentra delimitada por los rangos de potencia que se indican en la siguiente tabla, para los cuales le corresponde un nivel de tensión nominal. Ver Tabla 2.2

Tabla 2.2. Punto de Conexión según Potencia Nominal

Potencia Nominal (MVA)	Punto de Conexión
$20 \text{ MVA} \leq S_n < 100 \text{ MVA}$	En 220 kV o 138 kV.
$100 \text{ MVA} \leq S_n < 250 \text{ MVA}$	En 220 kV.
$250 \text{ MVA} \leq S_n < 500 \text{ MVA}$	En 500 kV. En 220 kV (*).
$S_n \geq 500 \text{ MVA}$	En 500 kV (**).

(*) Se debe considerar un Sistema de Transmisión redundante (línea de doble terna) para su conexión al SEIN.

(**) Para potencias nominales mayores a 800 MVA, se debe considerar un Sistema de Transmisión redundante (línea de doble terna) para su conexión al SEIN.

Comentario y/o sugerencias:

Respecto a los requisitos para la conexión de instalaciones de generación definidos en el numeral 2.4 de la propuesta, solicitamos no limitar la potencia nominal (MVA) por nivel de tensión del Punto de Conexión, dado que es muy restrictivo, además de carecer de un adecuado sustento técnico.

Asimismo, considerar doble línea de transmisión para centrales mayores a 250 MVA que se conecten a 220 kV y para centrales mayores a 800 MVA genera sobrecostos haciendo inviables proyectos de CGNC, preliminarmente no hay sustento técnico de su necesidad, consideramos que esto debe ser analizado en el EPO, y dependiendo de cada proyecto en particular realizar los requerimientos.

De otro lado, solicitamos especificar en la propuesta a qué potencia nominal se refiere, ya que en las definiciones del PR-20 se indica que la potencia nominal tiene unidades de MW.

Asimismo, solicitamos revisar/evaluar el alcance de la propuesta ya que centrales mayores a 20MW no podrán conectarse en la red de distribución.

Sustento:

No deberían existir limitantes para la conexión de proyectos de generación, si bien la propuesta de Osinerghmin es exigente con respecto a los límites de potencia y reducción de líneas, se requiere un análisis técnico y económico de estas.

Opinión del COES

Sugerencia aceptada.

El criterio establecido vela por la seguridad operativa del SEIN, ya que la desconexión de grandes magnitudes de generación ocasiona grandes magnitudes de rechazos de carga, con los consecuentes impactos en sobretensiones, lo cual pueden provocar desconexiones en cadena de otras instalaciones. Por ello, en resguardo de la operación segura del SEIN y evitar impactos a otras instalaciones, se mantendrá el criterio.

Con relación a la potencia nominal, se unifica las unidades para un mejor entendimiento.

Con relación a centrales mayores a 20 MW, de acuerdo con el alcance del Procedimiento, el cumplimiento es obligatorio para instalaciones que se conecten a sistemas de tensión mayor a 100 kV.

Por lo mencionado sugerimos la modificación del numeral 2.4.1 de la propuesta de prepublicación del PR-20 de la siguiente manera

“(…)

2.4.1 Por capacidad de la central

La potencia total² (P_n) resultante en el Punto de Conexión al SEIN, que podrá inyectar una central de generación por medio del sistema de transmisión correspondiente, o las centrales de generación que se encuentren agrupadas en una misma zona, por medio de un único sistema de transmisión, se encuentra delimitada por los rangos de potencia que se indican en la siguiente tabla, para los cuales le corresponde un nivel de tensión nominal. Ver Tabla 2.2

Tabla 2.2. Punto de Conexión según Potencia Nominal

Potencia Nominal (MW_{MVA})	Punto de Conexión
20 MW_{MVA} $\leq P_n < 100$ MW_{MVA}	En 220 kV o 138 kV.

$100 \text{ MWMVA} \leq P_n < 250 \text{ MWMVA}$	En 220 kV.
$250 \text{ MWMVA} \leq P_n < 500 \text{ MWMVA}$	En 500 kV. En 220 kV (*).
$P_n \geq 500 \text{ MWMVA}$	En 500 kV (**).

(*) *La necesidad de un Sistema redundante (línea de doble Terna) será evaluada en el Estudio de Pre Operatividad. Se debe considerar un Sistema de Transmisión redundante (línea de doble terna) para su conexión al SEIN.*

(**) *Para potencias nominales mayores a 800 MW, se debe considerar un Sistema de Transmisión redundante (línea de doble terna) para su conexión al SEIN."*

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES.

"(...)

2.4.1 Por capacidad de la central

La potencia total² (P_n) resultante en el Punto de Conexión al SEIN, que podrá inyectar una central de generación por medio del sistema de transmisión correspondiente, o las centrales de generación que se encuentren agrupadas en una misma zona, por medio de un único sistema de transmisión, se encuentra delimitada por los rangos de potencia que se indican en la siguiente tabla, para los cuales le corresponde un nivel de tensión nominal. Ver Tabla 2.2

Tabla 2.2. Punto de Conexión según Potencia Nominal

Potencia Nominal (MW)	Punto de Conexión
$20 \text{ MW} \leq P_n < 100 \text{ MW}$	En 220 kV o 138 kV.
$100 \text{ MW} \leq P_n < 250 \text{ MW}$	En 220 kV.
$250 \text{ MW} \leq P_n < 500 \text{ MW}$	En 500 kV. En 220 kV (*).
$P_n \geq 500 \text{ MW}$	En 500 kV (*).

(*) *Se debe considerar un Sistema de Transmisión redundante (línea de doble terna) para su conexión al SEIN. Para potencias nominales mayores a 800 MW se debe considerar un Sistema de Transmisión redundante (línea de doble terna) para su conexión al SEIN."*

8.32 Comentario 32 de ORYGEN (Requisitos CGC y CGNC)

Capítulo 2, Anexo 1

2.4.2 Por configuración Generador-Transformador

- Las configuraciones permitidas para el conjunto generador-transformador de Centrales de Generación Convencional (CGC) son las siguientes:

Tabla 2.3 Rangos de potencia de CGC

Potencia Nominal (MVA)	Configuraciones Permitidas para CGC
$20 \text{ MVA} \leq S_n < 50 \text{ MVA}$	(a), (b) y (c)

Potencia Nominal (MVA)	Configuraciones Permitidas para CGC
$50 \text{ MVA} \leq S_n \leq 100 \text{ MVA}$	(a) y (b)
$S_n > 100 \text{ MVA}$	(a)

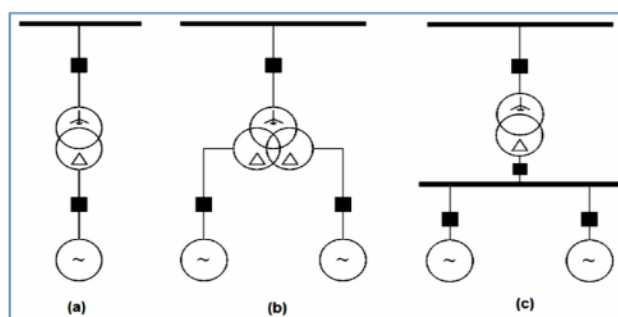


Figura 2.7 Configuraciones permitidas generador-transformador para CGC

Comentario y/o sugerencias:

Respecto a la configuración Generador - Transformador definido en el numeral 2.4.2 de la propuesta, no se indica el tipo de conexión para CGC menores a 20MVA, por lo que solicitamos que la propuesta especifique expresamente el tipo de configuración permitida generador-transformador para CGC con potencia nominal menores a 20 MVA.

Asimismo, solicitamos que se mantenga la configuración de tres (03) devanados para una potencia nominal mayor o igual a 50MVA. Además, solicitamos incorporar el texto: " El titular de la nueva instalación tendrá la opción de presentar configuraciones alternativas dentro del EPO y estas serán evaluadas en el proceso respectivo".

Sustento:

No deberían existir limitantes para la conexión y configuración de centrales de generación, estas deben ser evaluadas y estudiadas en el marco del desarrollo del estudio de Pre-Operatividad.

"El titular de la nueva instalación tendrá la opción de presentar configuraciones alternativas dentro del EPO y estas serán evaluadas en el proceso respectivo".

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Las CGC menores a 20 MW podrían adoptar cualquiera de las 3 configuraciones y cuando se encuentren dentro del alcance del PR-20.

Con relación a la configuración de tres (03) devanados para potencia nominal mayor o igual a 50 MVA, si mantiene dicha configuración limitando a que sea menor o igual de 100 MVA. Con respecto a incluir un texto que libera de las configuraciones especificadas, no es posible su inclusión debido a que no se estaría cumpliendo el objetivo de especificar los requerimientos mínimos de este procedimiento.

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

8.33 Comentario 33 de ORYGEN (Requisitos CGC y CGNC)

Capítulo 2, Anexo 1

2.4.2 POR CONFIGURACIÓN GENERADOR – TRANSFORMADOR

- Las configuraciones permitidas para el conjunto generador–transformador de Centrales de Generación Convencional (CGC) son las siguientes:

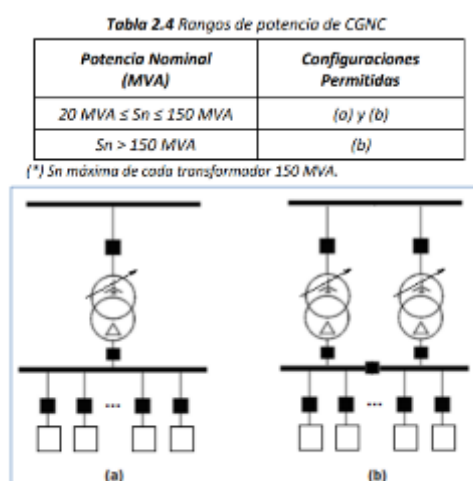


Figura 2.8. Configuraciones permitidas generador–transformador para CGNC

Respecto a las configuraciones permitidas para el conjunto generador–transformador de **CGCN** descritas en el numeral 2.4.2 de la propuesta, estas configuraciones (para las CGNC) son restrictivas y más exigentes que para

las **CGC**, limitando las inversiones, encareciendo los diseños (la inclusión de muchos transformadores de baja potencia aumenta el costo de la central), y más aún, la propuesta de este nuevo requerimiento no viene acompañada del debido sustento.

Consideramos que propuesta debe permitir la conexión de CGNC mediante transformadores de tres (03) devanados tal como se permite a las CGC, asimismo sugerimos no limitar la potencia con un criterio estricto, sino que debe ser flexible y debe ser analizado en el EPO, por ejemplo, en base a criterios técnicos.

Tabla 2.4 Rangos de potencia de CGNC

Potencia Nominal (MVA)	Configuraciones Permitidas
$20 \text{ MVA} \leq S_n \leq 150 \text{ MVA}$	(a) y (b)
$S_n > 150 \text{ MVA}$	(b)

PROPUESTA
PR-20

(*) S_n máxima de cada transformador 150 MVA.

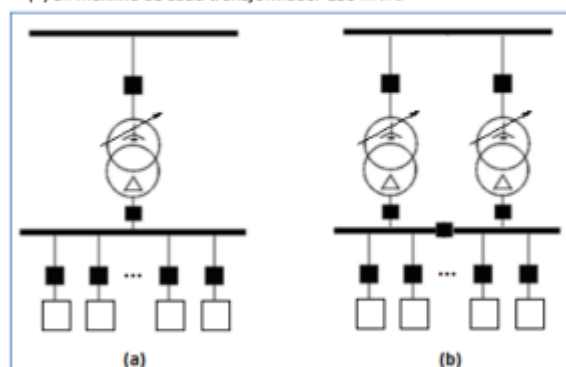
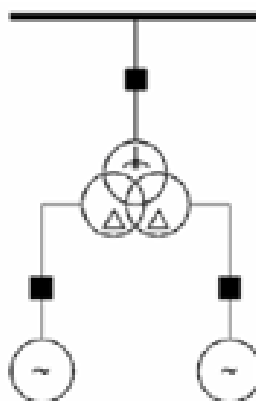


Figura 2.8. Configuraciones permitidas generador-transformador para CGNC

En ese sentido, solicitamos incorporar en la Tabla 2.4 transformadores de tres (03) devanados.



Sustento:

Este nuevo requerimiento encarece el desarrollo eficiente de proyectos y frena las decisiones de inversión, por lo que solicitamos al COES nos alcance el informe técnico/económico que respalda la propuesta.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Debido a la cantidad de proyectos de generación Eólica y Solar, y debido a la concurrencia de los mismos, se requiere flexibilidad para poder realizar el despacho de estas centrales, por lo que se considera necesario mantener la configuración propuesta.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

8.34 Comentario 34 de ORYGEN (Requisitos CGNC)

Capítulo 2, Anexo 1

2.4.3 POR CAPACIDAD DINÁMICA

Las unidades de generación deben estar diseñadas con una capacidad de energía cinética para responder ante variaciones súbitas de frecuencia y mantener su estabilidad dentro del SEIN. Para ello, deberán cumplir con diseñar sus instalaciones con una Constante de Inercia (H) que se encuentre dentro de los rangos mostrados en la Tabla 2.5.

Tabla 2.5. Rangos permitidos de Constantes de Inercia para Generadores

<i>Tipo de Generación</i>	<i>Constante de Inercia H (s)</i>
<i>Unidad Térmica</i>	<i>$H > 3,0 \text{ s}$</i>
<i>Unidad Hidráulica</i>	<i>$H > 2,0 \text{ s}$</i>
<i>Generación No Convencional</i>	<i>$H \geq 2,5 \text{ s} (*)$</i>

(*) Empleando inercia sintética, detalle ver numeral 4.4.4 del Capítulo 4.

Solicitamos eliminar de la tabla 2.5, el tipo de generación no convencional.

Sustento:

"Respecto al requisito de diseñar instalaciones con una Constante de Inercia (H) superior a 2,5 s únicamente aplicable a las CGNC, se trata de una exigencia de difícil aplicación pues hace referencia a una tecnología que (i) aún está en desarrollo y maduración, (ii) es teórica; y, (iii) retrasará el crecimiento de las CGNC pues son inversores no comerciales.

En ese sentido, manifestamos nuestro desacuerdo, pues la propuesta de incorporar ""inercia sintética"" resulta un despropósito, **más aún cuando no se ha evidenciado ningún sustento técnico y económico de respaldo.**

Finalmente, esta exigencia retrasará el desarrollo eficiente de generación (CGNC), además de encarecer el precio de la energía debido a las significativas inversiones adicionales que se requerirían. Ante ello, solicitamos al COES que nos alcance el informe técnico/económico que sustenta la presente propuesta.

Consideramos relevante señalar que una norma de mayor jerarquía ""la NTCOTR"" exonera a las CGNC de prestar el servicio de RPF.

Quedarán exoneradas de tal obligación, las centrales de generación con Recursos Energéticos Renovables (RER) cuya fuente de energía primaria sea eólica, solar o mareomotriz.

Por lo que, reiteramos la solicitud de que el COES nos alcance el informe técnico/económico que sustenta la presente propuesta."

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 7 de la SPR.

Análisis de Osinergmin

Ver análisis de Osinergmin al Comentario 7 de la SPR.

8.35 Comentario 35 de ORYGEN (Requisitos CGC y CGNC)

Capítulo 2, Anexo 1

2.4.4 Criterios para el Punto de Conexión

(...) El Titular de generación, es el responsable de evaluar en su diseño cualquier efecto que pueda tener el SEIN sobre sus instalaciones y del impacto negativo que pueda ocasionar su proyecto al SEIN e instalaciones en el área de influencia al Punto de Conexión. Para ello, tomando en cuenta los estudios sistémicos realizados por el COES, deberá realizar todos los estudios necesarios (Estudio de Pre Operatividad) para evaluar el impacto de la planta en el SEIN y considerar medidas correctivas que sean apropiadas para evitarlos

Comentario y/o sugerencias:

Sobre el numeral 2.4.4 de la propuesta en lo referido a los criterios para el Punto de Conexión, para un tema de orden sugerimos trasladar el contenido de esta propuesta (responsabilidad del Titular de generación) al numeral 8.2

del PR-20, dado que ahí se definen las obligaciones de los titulares de las instalaciones.

De otro lado, se observa que el COES deslinda responsabilidad al responsabilizar el 100% al gestor del proyecto, al respecto, no estamos de acuerdo ya que la finalidad de un EPO es que mediante una mesa de trabajo entre el COES, el gestor del proyecto y los terceros, se definan en conjunto las medidas necesarias para el ingreso del proyecto. No se debe transferir al inversor toda la responsabilidad. Se solicita precisar mejor el texto.

Sustento:

Las obligaciones de los titulares de las instalaciones están definidas en el numeral 8.2 del PR 20.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Esta responsabilidad es específica y se considera que puede mantenerse en este apartado. Con respecto a la responsabilidad de un proyecto, es de los titulares de las instalaciones o gestores de proyectos. La función del COES es velar para que el ingreso de un proyecto no cause impacto negativo a la calidad, confiabilidad, seguridad y operación del SEIN ni perjudiquen su expansión.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

8.36 Comentario 36 de ORYGEN (Requisitos CGC y CGNC)

Capítulo 2, Anexo 1

2.4.4

(...)

En un mismo Punto de Conexión se podrán concentrar varias centrales de generación siempre que no excedan la máxima capacidad de corto circuito del sistema de transmisión y la potencia nominal resultante de generación establecida en la Tabla 2.2.

Comentario y/o sugerencias:

La propuesta restringe el ingreso de generación al SEIN y no da espacio a ninguna solución técnica. Solicitamos modificar el numeral 2.4.4 de la siguiente manera:

2.4.4

(...)

En un mismo Punto de Conexión se podrán concentrar varias centrales de generación siempre que no excedan la máxima capacidad de corto circuito del sistema de transmisión y la potencia nominal resultante de generación establecida en la Tabla 2.2. **En caso se supere la capacidad de corto circuito se debera de proponer alguna medida de mitigación, esto se propondrá en el marco de desarrollo del EPO.**

Sustento:

Actualmente por la concurrencia de muchos proyectos de generación puede darse el caso que el nivel de cortocircuito del Punto de Conexión supere su capacidad, esto no implica que no se puede proponer alguna medida de mitigación en el desarrollo del EPO. Por lo tanto, debe ver una oportunidad de proponer soluciones frente a esta problemática.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

La propuesta del procedimiento es clara, no debe superarse o exceder la máxima capacidad de cortocircuito del sistema de transmisión y la potencia nominal resultante de generación, para que ello no ocurra el proyecto que lo cause deberá implementar medidas de mitigación (reforzamientos, entre otros) si tiene la intención de ingresar al SEIN.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

8.37 Comentario 37 de ORYGEN (Requisitos Generales PR-20)**Capítulo 2, Anexo 1****2.5 Requisitos para la conexión de instalaciones de la demanda**

Las instalaciones de la Demanda para su conexión al SEIN, deben cumplir con los requisitos técnicos que se detallan, con el fin de evitar impactos negativos en la seguridad, calidad y confiabilidad de las operaciones, así como también, cumplir con los indicadores de desempeño en el Punto de Conexión.

2.5.1 Equipamiento

(...)

La corriente de carga a consumir por la Demanda, medido en el lado de alta tensión del transformador de conexión, deberá ser balanceada. En su defecto, no deberá exceder el 10% de desbalance entre fases.

Comentario y/o sugerencias:

Sobre el equipamiento definido en el numeral 2.5 de la propuesta (Capítulo 2 del Anexo1), solicitamos indicar en la propuesta cómo se realizará esta evaluación. Para tal fin, sugerimos que dicha evaluación sea posterior a la conexión del proyecto, así mismo, consideramos que la propuesta debe indicar o precisar qué ocurre en el caso si no cumple con esta exigencia (no exceder el 10 % de desbalance entre fases).

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Este es un requisito que deben cumplir los proyectos de demanda antes de su ingreso al SEIN, lo que se busca es que no generen desbalance, lo cual genera secuencia negativa que en el largo plazo podría afectar a las plantas de generación.

Evaluar luego de que el proyecto se haya conectado al SEIN no tiene sentido, ya que no se especifica que se haría con la demanda si incumple este requisito.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

8.38 Observación 38 (ORYGEN) Requisitos Generales PR-20

Capítulo 2, Anexo 1

2.5.2 DEMANDA ADMISIBLE EN EL PUNTO DE CONEXIÓN

La potencia total resultante en el Punto de Conexión al SEIN, que podrá tomar un proyecto de demanda por medio del sistema de transmisión correspondiente, se encuentra delimitada por los rangos de potencia que se indican en la siguiente tabla, para los cuales le corresponde un nivel de tensión nominal:

Tabla 2.6. Punto de Conexión de demanda según Potencia

<i>Potencia Total (MW)</i>	<i>Punto de Conexión</i>
<i>$20 \text{ MW} \leq \text{Potencia} < 100 \text{ MW}$</i>	<i>En 220 kV o 138 kV</i>
<i>$100 \text{ MW} \leq \text{Potencia} < 250 \text{ MW}$</i>	<i>En 220 kV</i>
<i>$\text{Potencia} \geq 250 \text{ MW} (*)$</i>	<i>En 500 kV</i>

() Para una potencia mayor a 350 MW, el titular de la Demanda deberá implementar un Sistema de Transmisión redundante (con línea de doble terna) para su conexión al SEIN.*

Comentario y/o sugerencias:

Solicitamos especificar en la propuesta cómo se aplicará este numeral para el caso de ampliaciones de carga, adicionalmente solicitamos el informe técnico que sustenta la propuesta.

Sustento:

Respecto a la demanda admisible en el Punto de conexión definido en el numeral 2.5.2 de la propuesta, consideramos que no se debe limitar la potencia total (MW) por nivel de tensión del Punto de conexión, debido a que es muy restrictivo, además la propuesta carece del debido sustento técnico.

Asimismo, consideramos que es desproporcionado exigir implementar un sistema de transmisión redundante (doble línea de transmisión para cargas mayores a 350 MW) que se conecten en 500 kV al SEIN, este nuevo requerimiento generando sobrecostos en el desarrollo de los proyectos, más aún si la propuesta carece del debido sustento técnico.

Sin perjuicio de lo anterior, consideramos que este tema debe ser analizado y evaluado en el EPO, y dependiendo de cada proyecto en particular se deberá realizar los requerimientos.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

De la evaluación de los proyectos, se ha determinado la necesidad de limitar la potencia admisible de un proyecto en función del nivel de tensión, esto por han existido proyectos de demanda que se han querido conectar a redes de 60 kV/138 kV/220 kV, pero por el tamaño generan impacto en las instalaciones existentes como sobrecargas, caídas de tensión, afectando la calidad y seguridad del SEIN.

Por ello se propone que, con el fin de evitar impactos en las instalaciones existentes, los proyectos de demanda se conecten en diferentes niveles de tensión de acuerdo con su tamaño.

Respecto, al requerimiento de implementar una doble terna para proyectos de más de 350 MW, se requiere doble terna, ya que la desconexión de la línea de transmisión no solo afectaría a la carga alimentada sino también al SEIN, ya que se produciría una sobrefrecuencia lo cual obligaría a desconectar centrales de generación.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

8.39 Comentario 39 (ORYGEN) Armónicos

Capítulo 2, Anexo 1

2.6 Indicadores de desempeño

(...)

2.6.4 Niveles de armónicos

Todas las instalaciones eléctricas que tengan cargas con características “No Lineales” y de comportamiento intermitente o que tengan cargas con una característica especial de operación o instalaciones que cuenten con equipos basados en electrónica de potencia, para su conexión al SEIN deben cumplir con limitar sus inyecciones de corriente armónica a los valores indicados en la siguiente tabla 2.8, en el Punto de Conexión.

Estos límites de Emisión de Corrientes Armónicas en el Punto de Conexión serán evaluados a nivel simulación considerando el aporte individual de cada instalación.

Posteriormente, a lo largo de su operación deberán realizar el monitoreo de las tensiones armónicas y cumplir con los límites establecidos en la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos.

Tabla 2.8 Límites de Emisión de Corrientes Armónicas en el Punto de Conexión

	Componente de la Corriente Armónica h					
Scc/Sn	I_h (h < 11)	I_h (11 ≤ h < 17)	I_h (17 ≤ h < 23)	I_h (23 ≤ h < 29)	I_h (29 ≤ h < 35)	I_h (35 ≤ h)
< 50	4,00%	1,50%	0,75%	0,21%	0,06%	0,03%
≥ 50	6,00%	2,25%	1,15%	0,31%	0,08%	0,04%
- Límites correspondientes a las corrientes armónicas impares. - Las pares están limitadas a 1/4 del valor indicado para las impares.						

Siendo:

Scc : Máxima potencia de corto circuito en el Punto de Conexión al SEIN

Sn : Máxima potencia de la carga, medido a la frecuencia nominal del sistema.

I_h : Corrientes armónicas inyectadas por la carga en el Punto de Conexión, expresados como porcentaje de la componente fundamental de la corriente de la carga.

Comentario y/o sugerencias:

Respecto a los niveles de armónicos definido en el numeral 2.6.4 de la propuesta, se solicita verificar y basar los valores en normas Internacionales como la IEEE.

Sustento:

Es importante recordar que la corriente armónica es una suma de la distorsión armónica existente de tensión sobre una carga lineal y de los nuevos equipos que generan corriente armónica, considerando lo anterior, solicitamos aclarar/precisar en la Tabla 2.8 de la propuesta " Límites de Emisión de Corrientes Armónicas en el Punto de Conexión" que los límites indicados son los correspondientes a los equipos a ser instalados, mas no debido a los armónicos existentes.

La tabla de límites de armónicos propuesta corresponde a un estudio realizado el año 2014 por el COES desactualizado, el cual es más exigente de las normas internacionales. Asimismo, en el informe del 2014 del COES se indica que los valores mayores a 29ava armónica no pueden ser cumplidos, en este sentido se está solicitando valores muy exigentes que no podrán ser cumplidos por los fabricantes, no haciendo viable el desarrollo de nuevos proyectos.

De otro lado, de acuerdo con la metodología del estudio del COES del 2014, el cual consiste en multiplicar los valores de la IEEE 519 por un factor, no indica que tabla de la IEEE 519 hace referencia, ya que esa norma considera tablas independientes por niveles de tensión y también más rango de potencia de cortocircuito. Asimismo, en la parte procedimental del PR-20 se pide cumplir solo la norma IEEE 519 e IEC 61000-3-6, no siendo consistente este capítulo.

Opinión del COES

Sugerencia aceptada.

Es necesario precisar que la NTCSE solamente considera límites de compatibilidad (tensiones armónicas, las consecuencias) y no de emisión (corrientes armónicas, las causas). En ese sentido, en este procedimiento se busca incluir los límites para controlar las emisiones de corrientes armónicas y por consiguiente controlar las emisiones armónicas totales, y para ello se recomienda establecer límites de corriente armónica, como las establece las normas de estándar internacional como la IEEE 519.

Ahora bien, en el estudio realizado por el COES el año 2014, se observó en varios puntos del SEIN que la quinta armónica de tensión se encontraba fuera de la tolerancia establecida en la NTCSE (2%), por lo tanto, también se vio necesario contar con límites de corrientes armónicas y con cierta rigurosidad con la finalidad reducir las armónicas totales existentes en SEIN. Asimismo, los valores de la tabla propuesta en el estudio del COES de ese momento, se derivan de los límites de la norma IEEE 519 vigente de ese año.

También, se debe mencionar que la tabla de la IEEE 519 tomada como referencia fue la relacionada para alta tensión (Tabla N° 4 de IEEE 519-2022 o Tabla 10.5 de IEEE 519-1992).

Ahora bien, teniendo en cuenta que las armónicas en el SEIN provienen de instalaciones existentes, se reevalúa la propuesta sobre los límites de emisión de corrientes armónicas establecidos en el numeral 2.6.4 Capítulo 2 Anexo 1 del PR-20 prepublicado y el numeral 6.5 del Anexo 2 del PR-20, y se propone optar por los límites propuestos en los estándares internacionales como la IEEE 519 e IEC 6100-3-6. A la vez, si algún proyecto de demanda o generación con fuente de armónicos se requiera conectar al SEIN y la situación existe del SEIN en cuanto a armónicos se encuentra por encima de las tolerancias establecidas, estas no deben agravarlas por ningún motivo.

En ese sentido, sugerimos modificar el numeral 2.6.4 del PR-20 prepublicado de la siguiente manera.

"2.6.4 NIVELES DE ARMÓNICOS

Todas las instalaciones eléctricas que tengan cargas con características "No Lineales" y de comportamiento intermitente o que tengan cargas con una característica especial de operación o instalaciones que cuenten con equipos basados en electrónica de potencia, para su conexión al SEIN deben cumplir con limitar sus inyecciones de corriente armónica a los valores indicados **en IEEE-519 e IEC 6100-3-6 en la Tabla 2.8, en el Punto de Conexión.**

(..)

Tabla 2.8. Límites de Emisión de Corrientes Armónicas en el Punto de Conexión

Componente de la Corriente Armónica h						
Sec/Sn	I_h ($h < 11$)	I_h ($11 \leq h < 17$)	I_h ($17 \leq h < 23$)	I_h ($23 \leq h < 29$)	I_h ($29 \leq h < 35$)	I_h ($35 \leq h$)
< 50	4,00%	1,50%	0,75%	0,21%	0,06%	0,03%
≥ 50	6,00%	2,25%	1,15%	0,31%	0,08%	0,04%
—— Límites correspondientes a las corrientes armónicas impares.						
—— Las pares están limitadas a 1/4 del valor indicado para las impares.						

Donde:

Sec ——— : **Máxima potencia de corto circuito en el Punto de Conexión al SEIN**

Sn ——— : **Máxima potencia de la carga, medido a la frecuencia nominal del sistema.**

~~I_h : Corrientes armónicas inyectadas por la carga en el Punto de Conexión, expresados como porcentaje de la componente fundamental de la corriente de la carga.~~

Análisis de Osinergmin

Ver con la opinión del COES.

8.40 Comentario 40 (ORYGEN) Líneas de Transmisión

Capítulo 3, Anexo 1

"3.2.2 CAPACIDAD DE CORRIENTE DE LOS CONDUCTORES DE FASES

(...) La temperatura máxima media en la ruta de la línea, que corresponde al promedio de las máximas anuales durante un período mínimo de **20 años**.

Comentario y/o sugerencias:

Solicitamos evaluar el siguiente texto:

"3.2.2 CAPACIDAD DE CORRIENTE DE LOS CONDUCTORES DE FASES

(...) La temperatura máxima media en la ruta de la línea, que corresponde al promedio de las máximas anuales durante un período mínimo de **20 años, en caso se cuente con la información,**

Sustento:

En caso se cuente con la información de 20 años, se dispondrá de la misma, caso contrario, se usará la mejor información disponible.

Opinión del COES

Sugerencia parcialmente aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 26 de ENGIE.

Análisis de Osinergmin

Ver opinión del COES al Comentario 26 de ENGIE.

8.41 Observación 41 (ORYGEN) Líneas de Transmisión

Capítulo 3, Anexo 1

3.2 PARA EL DISEÑO ELÉCTRICO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

3.2.1 CAPACIDADES DE TRANSMISIÓN

En condiciones de emergencia, las líneas del STTN, STTR y STL deberán estar diseñadas para soportar una sobrecarga mínima del 30% por un periodo hasta de treinta (30) minutos, sobre los valores de la Tabla 3.1.

Tabla 3.1. Mínima Capacidad de Transmisión por Límite Térmico de las Líneas Troncales y Locales.

Tensión nominal (kV)	Categorización	Capacidad (MVA/terna)
500	STTN y STL	1400
220	STTR	450
220	STL	250
138	STL	120 (*)

(*) Para Instalaciones de Transmisión de Conexión (ITC). Para el caso de líneas de 138 kV que no pertenezcan al ITC, las capacidades serán adaptadas al tamaño de la instalación,

Comentario y/o sugerencias:

Respecto al numeral 3.2.1 del capítulo 3 del anexo 1, debido a que estas mayores exigencias implican mayores costos de inversión en los proyectos, solicitamos al COES alcanzarnos el informe técnico/económico que respalda el sustento de la propuesta.

Sustento:

Se requiere saber cuál será el impacto a nivel de costos que será pagado por la demanda (STTN y STTR) y el impacto económico para los proyectistas de generación renovable.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Para el caso de líneas troncales, las capacidades indicadas (1400 MVA para 500 kV y 450 MVA para 220 kV) fueron establecidas con visión de largo plazo, para así evitar repotenciaciones prematuras que presentan líneas existentes (sin haber cumplido su periodo de vida útil estimado en 30 años). Asimismo, están de acuerdo con la tendencia internacional, por ejemplo el P.O 13.3 "Instalaciones de la Red de Transporte: Criterios de diseño, requisitos mínimos y comprobación del equipamiento y puesta en servicio" de España (<https://www.boe.es/boe/dias/2005/03/01/pdfs/A07405-07430.pdf>) establece para las nuevas líneas aéreas la capacidad de transporte mínima por circuito de 1700 MVA para 400 kV y de 500 MVA para 220 kV, valores que estarían de acuerdo con las capacidades indicadas en la tabla 3.1 para líneas de 500 kV y líneas de 220 kV del STTR.

Para el caso de líneas locales, el objetivo de establecer una capacidad mínima de transmisión por límite térmico es de uniformizar capacidades sin ocasionar costos adicionales en los proyectos, para así evitar repotenciaciones prematuras de las instalaciones. Los valores propuestos, son valores usuales y típicos por niveles de tensión que se emplean en los sistemas eléctricos.

En ese sentido, se aclara lo siguiente:

- Para 220 kV STL, la sección de conductor usualmente empleada es 500 mm²; por tanto, de acuerdo al cálculo de capacidad de corriente de la norma IEEE 738, para una temperatura ambiente de 30 °C, emisividad = 0.7, absorptividad solar = 0.9, velocidad de viento = 0.61 m/s, atmosfera contaminada, medio día de verano y para una potencia de 250 MVA (requerida en la tabla 3.1), la temperatura en el conductor es 60.3°C, valor usualmente empleado en la distribución de estructuras, y valor menor al límite térmico de 75 °C; es decir, diseñar una Línea de 220 kV del STL para la potencia de 250 MVA no impactará en el costo.
- Para 138 kV STL, la nota de (*) indica que la capacidad de 120 MVA aplica únicamente para Instalaciones de Transmisión de Conexión (ITC) y para el caso de líneas de 138 kV que no pertenezcan al ITC, las capacidades serán adaptadas al tamaño de la instalación.

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

8.42 Comentario 42 (ORYGEN) Líneas de Transmisión

Capítulo 3, Anexo 1

3.2.4 Coordinación de aislamiento y protección contra rayos

(...)

▪ **Desempeño frente a Descargas Atmosféricas**

Para el diseño de líneas del STTN, STTR y STL (solo en 500 kV), el número total de fallas (contorneos en el aislador) ocasionadas por sobretensión de origen atmosférico, deberá cumplirse con ser menor o igual a los indicados en la Tabla 3.3.

Tabla 3.3. Tasas Máximas de Fallas (Contorneos en el Aislador) de Origen Atmosférico en STTN, STTR y STL (500kV)

Tensión nominal (kV)	Fallas de origen atmosférico de un circuito/100 km/año	
	Por falla de blindaje	Total (ver nota)
220 kV	0,05	2
500 kV	0,05	1

Notas: La tasa total de fallas está determinada por las fallas de blindaje (provocadas por descargas atmosféricas sobre conductores) y las fallas debidas a contorneos inversos (provocadas por descargas atmosféricas sobre estructuras o cables de guarda).

La tasa de falla se determina por los contorneos en el aislador, independientemente de si éstos originan la desconexión de la línea, e indistintamente de si el recierre monofásico es exitoso o no.

A menos que se cuente con un estudio específico estadístico para determinar las densidades de rayos a tierra en la línea, se empleará la información del mapa de densidad de rayos a tierra (rayos/km²/año) elaborado y publicado por OSINERGHMIN.

Durante la operación de la línea de transmisión, el Titular de la nueva Instalación debe verificar la tasa total de fallas de la línea. En caso de no cumplir con los valores de la Tabla 3.3, debe evaluar o considerar la instalación de descargadores de sobretensión a lo largo de la línea.

Comentario y/o sugerencias:

Respecto a la coordinación de aislamiento y protección contra rayos desarrollado en el numeral 3.2.4 de la propuesta (Capítulo 3 del Anexo 1), en el desarrollo de la sección "Desempeño frente a descargas atmosféricas", y en el título y contenido de la Tabla 3.3 se indica que las Tasas Máximas de Fallas de origen Atmosférico en STTN, STTR y STL corresponden a valores de tensión nominal superiores a 500 KV, sin embargo, la Tabla 3.3 también incluye Tasas Máximas de Fallas en 220 kV, por lo que para guardar consistencia en los cambios del Anexo 1 se sugiere evaluar si es necesario que permanezcan los datos en 220 KV.

Por otro lado, debido a que esta nueva exigencia de la propuesta en 500 kV implica realizar inversiones adicionales debido al sobredimensionamiento del diseño, en la medida que debe contener como mínimo doble cable de guarda, apantallamiento negativo, reducción del valor de puesta a tierra, entre otros, solicitamos al COES que nos alcance el informe técnico/económico que sustenta la propuesta (determinación de tasas de fallas en 0.05).

Finalmente, es importante destacar que en el diseño se evalúa el desempeño frente a descargas atmosféricas por zonas y consideramos que este criterio no se debe generalizar, por lo que se solicita evaluar nuevamente la propuesta.

La instalación de descargadores de sobretensión no debe ser a lo largo de la línea, sino en el tramo de línea donde se evalúe que es necesario.

Sustento:

Respecto a la coordinación de aislamiento y protección contra rayos desarrollado en el numeral 3.2.4 de la propuesta (Capítulo 3 del Anexo 1), en el desarrollo de la sección "Desempeño frente a descargas atmosféricas", y en el título y contenido de la Tabla 3.3 se indica que las Tasas Máximas de Fallas de origen Atmosférico en STTN, STTR y STL corresponden a valores de tensión nominal superiores a 500 kV, sin embargo, la Tabla 3.3 también incluye Tasas Máximas de Fallas en 220 kV, por lo que para guardar consistencia en los cambios del Anexo 1 se sugiere evaluar si es necesario que permanezcan los datos en 220 kV.

Por otro lado, debido a que esta nueva exigencia de la propuesta en 500 kV implica realizar inversiones adicionales debido al sobredimensionamiento del diseño, en la medida que debe contener como mínimo doble cable de guarda, apantallamiento negativo, reducción del valor de puesta a tierra, entre otros, solicitamos al COES que nos alcance el informe

técnico/económico que sustenta la propuesta (determinación de tasas de fallas en 0.05).

Finalmente, es importante destacar que en el diseño se evalúa el desempeño frente a descargas atmosféricas por zonas y consideramos que este criterio no se debe generalizar, por lo que se solicita evaluar nuevamente la propuesta.

La instalación de descargadores de sobretensión no debe ser a lo largo de la línea, sino en el tramo de línea donde se evalúe que es necesario.

Opinión del COES

Sugerencia parcialmente aceptada.

Se aclara que la tabla 3.3 es aplicable para líneas en 220 y 500 kV; en este sentido, para evitar confusiones, se recomienda modificar el título de la tabla 3.3 del Capítulo 3 del Anexo 1 del PR-20 prepublicado, en el siguiente sentido:

*Tabla 3.3. Tasas Máximas de Fallas (Contorneos en el Aislador) de Origen Atmosférico en **STL (500 kV)**, STTN y STTR y ~~STL (500kV)~~*

Respecto al sustento del valor de tasa de fallas por apantallamiento de 0.05 fallas/100km.año, este se sustenta en:

- "EPRI AC Transmission Line Reference Book—200 kV and Above, Third Edition", 2005 (página 3-45) indica que la practica recomienda una tasa de fallas por apantallamiento de 0,05 fallas/100km.año.
- "CIGRE Green Books: Overhead Lines", 2017 (página 95) indica que para cargas importantes una tasa de fallas por apantallamiento de 0,05 fallas/100km.año es adecuado, y que en la práctica se recomienda valores de 0,1 a 0,2 fallas/100km.año.

Por lo tanto, para líneas del STL (500 kV), STTN y STTR se propone el valor de tasa de fallas por apantallamiento de 0,05 fallas/100km.año.

Las tasas de fallas totales de 2 fallas/100km.año y 1 falla/100km.año para 220 y 500 kV respectivamente se sustenta en:

- "CIGRE Green Books: Overhead Lines", 2017 (Tabla 4.6 - página 95).
- "EPRI AC Transmission Line Reference Book—200 kV and Above, Third Edition", 2005 (página 3-45).

Se aclara que la instalación de descargadores será en puntos específicos, por eso se indica que será durante la operación de la línea.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES.

"Tabla 3.3. Tasas Máximas de Fallas (Contorneos en el Aislador) de Origen Atmosférico en STL (500 kV), STTN y STTR"

8.43 Comentario 43 (ORYGEN) Líneas de Transmisión

Capítulo 3, Anexo 1

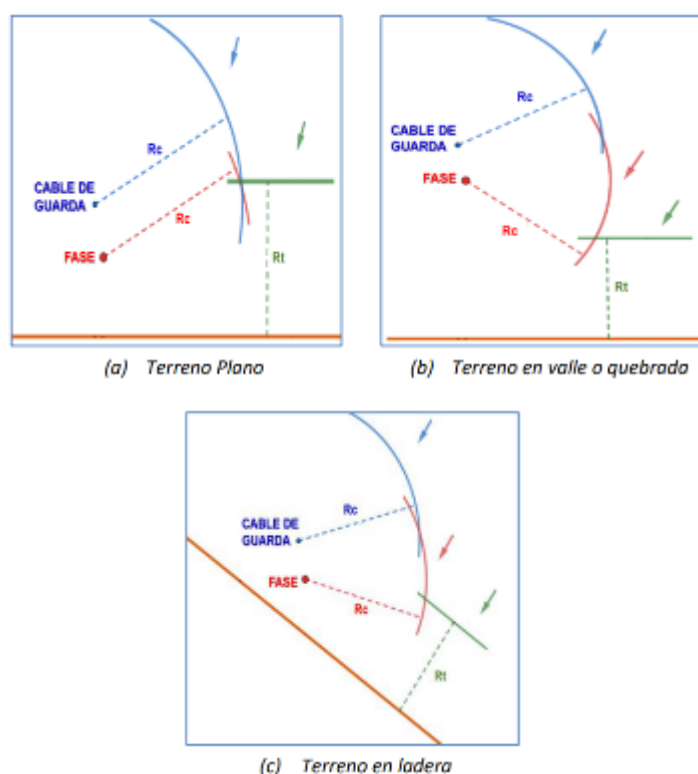
3.2.4 Coordinación de aislamiento y protección contra rayos

(...)

Desempeño frente a descargas atmosféricas

(...)

Aplicando el modelo electrogeométrico de la Figura 3.1, se muestra un ejemplo de las áreas de exposición del conductor de fase (arco rojo) ante rayos en: a) terreno plano, b) valle o quebrada y c) ladera. Para terreno plano se obtendría un blindaje electromagnético completo, mientras que, para laderas, quebradas o valles el conductor de fase podría quedar desprotegido.



Comentario y/o sugerencias:

Respecto a la coordinación de aislamiento y protección contra rayos desarrollado en el numeral 3.2.4 (Capítulo 3 del Anexo 1), sugerimos evaluar la propuesta.

Sustento:

Actualmente para el EPO no piden medición de resistividad, cumplir este nuevo requerimiento generaría costos adicionales para trasladar personal a campo en la etapa de Pre Inversión, que no amerita.

Opinión del COES

Consulta atendida.

Se aclara que el PR-20 prepublicado ya no incluye las mediciones de resistividad para la evaluación de desempeño frente a descargas atmosféricas.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

8.44 Comentario 44 (ORYGEN) Líneas de Transmisión

Capítulo 3, Anexo 1

3.2.4 Coordinación de aislamiento y protección contra rayos

(...)

▪ Selección de la Línea de Fuga

La selección de la línea de fuga se debe realizar según las recomendaciones de la norma IEC 60815 (Ref. [10]); para aisladores de vidrio y porcelana (IEC 60815-1, IEC 60815-2) y para aisladores poliméricos (IEC 60815-3). Para considerar el efecto de la zona de ubicación de la instalación, se deben emplear como mínimo los valores indicados en la Tabla 3.2

Tabla 3.2. Línea de fuga mínimas en función de la zona (fase-fase)

Zona	Altitud (m)	Nivel de contaminación	Línea de fuga específica (mm/kVf-f)
IA-Costa	$h \leq 1000$	Muy pesada	31
IB-Selva	$h \leq 1000$	Media	20
II	$h > 1000$	Media	$20 \cdot F_c$

Para altitudes mayores a 1000 msnm el factor de corrección será:

$$F_c = e^{0.1215 \cdot m_1 \cdot \left(\frac{H}{1000} - 1\right)}$$

Donde:

F_c : Factor de corrección por altitud para la línea de fuga

H : Altitud sobre el nivel del mar (m)

m_1 : Exponente característico = 0,65

Solicita considerar en el contenido de la Tabla 3.2 del numeral 3.2.4 (capítulo 3, anexo1), en la zona II, una línea de fuga específica en 25mm, lo cual es consistente con la Tabla 5.4 del Anexo 1.

Por otro lado, cabe precisar que la longitud de fuga depende del nivel de contaminación, por lo que no debe de estar asociado a la región.

Sustento:

La coordinación de aislamiento y protección contra rayos desarrollado en el numeral 3.2.4 de la propuesta (Capítulo 3 del Anexo 1), en **la sección de selección de la línea de fuga** se Incluye un factor de corrección por altitud para la línea de fuga (F_c), y al realizar cálculos de F_c para varios valores de la altitud sobre el nivel del mar (H) se obtiene valores cercanos de F_c a 25mm, lo cual es consistente con el contenido de la Tabla 5.4 (Línea de fuga mínimas en función de la zona) del Anexo 1.Cabe precisar que la longitud de fuga depende del nivel de contaminación, por lo que no debe de estar asociado a la región.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Los valores de línea de fuga especifican indicados en la tabla 3.2 son valores mínimos para ser empleados en líneas de transmisión; en ese sentido, para altitudes mayores a 1000 msnm se debe emplear como mínimo 20 mm/kV fase-fase corregido por altitud.

Por otro lado, la tabla 5.4 indica valores mínimos de línea de fuga para los equipos en la subestación, estos también deberán corregirse para altitudes mayores a 1000 msnm.

Asimismo, se aclara que efectivamente estos valores requeridos de línea de fuga dependen del nivel de contaminación; por esta razón, es más exigente en la costa, que presenta alta contaminación y ausencia de lluvias.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

8.45 Comentario 45 (ORYGEN) Líneas de Transmisión

Capítulo 3, Anexo 1

3.3 Para el diseño mecánico de las líneas de transmisión

(...)

3.3.5 TRANSPOSICIONES

Las líneas de transmisión con tensiones nominales mayores a 100 kV, con longitudes comprendidas entre 70 y 250 km deben contar por lo menos con un ciclo completo de transposición (compuestos por 3 transposiciones simples a las longitudes de 1/6, 3/6 y 5/6 del extremo de la línea).

Para longitudes mayores a 250 km las líneas deben tener como mínimo dos ciclos completos de transposición (compuestos por transposiciones simples a las longitudes de 1/12; 3/12; 5/12; 7/12; 9/12 y 11/12 del extremo de línea). En el caso de líneas de doble circuito, los ciclos de transposición deben realizarse en sentidos opuestos.

Para el caso de líneas existentes con transposición, los tramos de línea resultantes del seccionamiento deben cumplir con todos los criterios mencionados.

Comentario y/o sugerencias:

Solicitamos modificar el último párrafo del numeral 3.3 de la propuesta, para lo cual sugerimos la siguiente redacción:

" (...)

Para el caso de líneas existentes con transposición, los tramos de línea resultantes del seccionamiento deben cumplir con todos los criterios mencionados en este numeral."

Se debe especificar cuáles serán los criterios para las líneas existentes.

Se solicita: Definir los porcentajes de desbalance de tensión, y en base a ello definir si se requiere transposición, no por longitudes.

Sustento:

Solicitamos modificar el último párrafo del numeral 3.3 de la propuesta, para lo cual sugerimos la siguiente redacción:

"(...)

Para el caso de líneas existentes con transposición, los tramos de línea resultantes del seccionamiento deben cumplir con todos los criterios mencionados en este numeral."

Se debe especificar cuáles serán los criterios para las líneas existentes.

Se solicita: Definir los porcentajes de desbalance de tensión, y en base a ello definir si se requiere transposición, no por longitudes.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Se sugiere mantener el criterio de transposición a partir de un valor de longitud, independiente de los desbalances de tensión; similar a lo aplicado

en el numeral 8.0.4 "Code for Design of 110 kV – 750 kV Overhead Transmission Line" (GB 5045) de China y numeral 3.8 del Submódulo 2.7 "Requisitos mínimos para linhas de transmissão" de ONS de Brasil.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

8.46 Comentario 46 (ORYGEN) Líneas de Transmisión

Capítulo 3, Anexo 1

Tabla 3.3. Tasas Máximas de Fallas (Contorneos en el Aislador) de Origen Atmosférico en STTN, STTR y STL (500kV)

Tensión nominal (kV)	Fallas de origen atmosférico de un circuito/100 km/año	
	Por falla de blindaje	Total (ver nota)
220 kV	0,05	2
500 kV	0,05	1

Notas: La tasa total de fallas está determinada por las fallas de blindaje (provocadas por descargas atmosféricas sobre conductores) y las fallas debidas a contorneos inversos (provocadas por descargas atmosféricas sobre estructuras o cables de guarda).

Comentario y/o sugerencias:

Respecto al numeral 3.2.4 de la propuesta, solicitamos confirmar si para líneas en 220 kV será necesario cumplir con la Tabla 3.3., debido a que en la redacción del texto solo indican el cumplimiento para líneas en 500kV.

Sustento:

Respecto a la coordinación de aislamiento y protección contra rayos desarrollado en el numeral 3.2.4 de la propuesta (Capítulo 3 del Anexo 1), en el desarrollo de la sección "Desempeño frente a descargas atmosféricas", y en el título y contenido de la Tabla 3.3 se indica que las Tasas Máximas de Fallas de origen Atmosférico en STTN, STTR y STL corresponden a valores de tensión nominal de 500 KV, sin embargo, la Tabla 3.3 también incluye Tasas Máximas de Fallas en 220 kV, por lo que para guardar consistencia en los cambios del Anexo1 se sugiere evaluar si es necesario que permanezcan los datos en 220 KV.

Por otro lado, debido a que esta nueva exigencia de la propuesta en 500 KV implica realizar inversiones adicionales debido al sobredimensionamiento del diseño, en la medida que debe contener como mínimo doble cable de guarda, apantallamiento negativo, reducción del valor de puesta a tierra, entre otros, solicitamos al COES que nos alcance el informe

técnico/económico que sustenta la propuesta (determinación de tasas de fallas en 0.05).

Finalmente, es importante destacar que en el diseño se evalúa el desempeño frente a descargas atmosféricas por zonas y consideramos que este criterio no se debe generalizar, por lo que se solicita evaluar nuevamente la propuesta.

La instalación de descargadores de sobretensión no debe ser a lo largo de la línea, sino en el tramo de línea donde se evalué que es necesario.

Opinión del COES

Consulta atendida.

Se aclara que la tabla 3.3 es aplicable para líneas en 220 y 500 kV; en este sentido, para evitar confusiones, se recomienda modificar el título de la tabla 3.3 del capítulo 3 del Anexo 1 del PR-20 prepublicado, en el siguiente sentido:

*Tabla 3.3. Tasas Máximas de Fallas (Contorneos en el Aislador) de Origen Atmosférico en **STL (500 kV)**, STTN y STTR y ~~STL (500kV)~~*

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

8.47 Comentario 47 (ORYGEN) Líneas de Transmisión

Capítulo 3, Anexo 1

Se debe verificar que los valores de desbalance de tensión y corriente para las condiciones de máximo flujo de potencia y máximas corrientes de cortocircuito, no alcancen los umbrales de secuencia negativa y cero de los relés de protección. En caso de que se superen dichos umbrales, se debe incluir un ciclo de transposición adicional.

Para el caso de líneas existentes con transposición, los tramos de línea resultantes del seccionamiento deben cumplir con todos los criterios mencionados en el párrafo anterior.

Tabla 6 – Tasas Máximas de Fallas (Contorneos en el Aislador) de Origen Atmosférico en STTN y STTR

Tensión Nominal (kV)	Fallas de Origen Atmosférico de un circuito/100 km/año	
	Por falla de blindaje	Total (Ver Nota)
138	0,02	3
220	0,01	2
500	0,01	1

Comentario y/o sugerencias:

No es clara la metodología propuesta, el ajuste de protección de sobrecorriente de tierra es propuesto en el Estudio de Operatividad y normalmente se arranca al 10% o 20% del transformador de corriente, no se debería vincular al criterio de diseño de una línea.

De otro lado para líneas existentes seccionadas indica realizar el mismo análisis.

La necesidad de reubicar la transposición debe ser en base a criterios de desbalance IEC 61000-3-13 tal como se indica en el procedimiento PR-20 del 2014

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Se sugiere mantener el criterio incluir transposición a partir de determinado valor de longitud, independiente de los desbalances de tensión; similar a lo aplicado en el numeral 8.0.4 "Code for Design of 110 kV – 750 kV Overhead Transmission Line" (GB 5045) de China y numeral 3.8 del Submódulo 2.7 "Requisitos mínimos para linhas de transmissão" de ONS de Brasil.

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

8.48 Comentario 48 (ORYGEN) Líneas de Transmisión

Capítulo 3, Anexo 1

En condiciones de emergencia, las líneas del STTN, STTR y STL deberán estar

Tabla 3.1 Mínima Capacidad de Transmisión por Límite Térmico de las Líneas Troncales y Locales.

Tensión nominal (kV)	Categorización	Capacidad (MVA/terna)
500	STTN y STL	1400
220	STTR	450
220	STL	250
138	STL	120 (*)

Comentario y/o sugerencias:

Respecto a la tabla 3.1 del numeral 3.2.1 de la propuesta (capítulo 3 del anexo 1), solicitamos retirar a las líneas que son STL de los requisitos de las capacidades mínimas de transmisión, esto debido a que estas deben ser diseñadas al

tamaño del requerimiento del proyecto, tal y como se realiza con el PR-20 vigente.

Este nuevo requerimiento encarece el desarrollo eficiente de proyectos y frena las decisiones de inversión, por lo que solicitamos al COES nos alcance el informe técnico/económico que respalda la propuesta.

Sustento:

La propuesta restringe el diseño de capacidad de las líneas del sistema local (Condición normal y sobrecarga). Al respecto, los sistemas locales deben ser diseñados de acuerdo con las necesidades de la instalación, tal como indica el Anexo 1 vigente.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

El objetivo de establecer una capacidad mínima de transmisión por límite térmico en sistemas locales es de uniformizar capacidades sin ocasionar costos adicionales en los proyectos, para así evitar repotenciaciones prematuras de las instalaciones. Los valores propuestos, son valores usuales y típicos por niveles de tensión que se emplean en los sistemas eléctricos.

En ese sentido, se aclara lo siguiente:

- Para 138 kV, la nota de (*) indica que la capacidad de 120 MVA aplica únicamente para Instalaciones de Transmisión de Conexión (ITC) y para el caso de líneas de 138 kV que no pertenezcan al ITC, las capacidades serán adaptadas al tamaño de la instalación, tal como es mencionado en su comentario.
- Para 220 kV, la sección de conductor usualmente empleada es 500 mm²; por tanto, de acuerdo al cálculo de capacidad de corriente de la norma IEEE 738, para una temperatura ambiente de 30 °C, emisividad = 0.7, absorptividad solar = 0.9, velocidad de viento = 0.61 m/s, atmosfera contaminada, medio día de verano y para una potencia de 250 MVA (requerida en la tabla 3.1), la temperatura en el conductor es 60.3°C, valor usualmente empleado en la distribución de estructuras, y valor menor al límite térmico de 75 °C; es decir, diseñar una Línea de 220 kV del STL para la potencia de 250 MVA no impactará en el costo.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

8.49 Comentario 49 (ORYGEN) Líneas de Transmisión

Capítulo 3, Anexo 1

Tabla 3.5. Ángulos de apantallamiento en líneas del STTN, STTR y STL, con dos cables de guarda

Tensión Nominal	Ángulo de apantallamiento		
	Altitud ≤ 3000 m (hacia el litoral) Altitud ≤ 1500 m (selva)		Altitud > 3000 m 1500 < Altitud ≤ 3000 m (selva)
	Estructura de un circuito	Estructura de dos o más circuitos	Estructuras de uno o más circuitos
138 kV	-	+10°	0°
220 kV	+15°	0°	-10°
500 kV	+10°	0°	-10°

Nota: El ángulo de apantallamiento en zonas con alta probabilidad de formación de hielo puede ser apropiadamente modificado.

Comentario y/o sugerencias:

Respecto a la tabla 3.5 de la propuesta (capítulo 3, anexo 1), solicitamos al COES alcanzarnos el informe técnico que sustenta el requerimiento del apantallamiento negativo de 0°, así como la fuente para la elaboración de la tabla 3.5.

El diseño debe ser propuesto por el gestor del proyecto y validado en el EPO con el cálculo de la tasa de falla.

Sustento:

Este nuevo requerimiento encarece el desarrollo eficiente de proyectos y frena las decisiones de inversión, por lo que solicitamos al COES nos alcance el informe técnico/económico que respalda la propuesta.

Opinión del COES

Consulta atendida.

Los programas para el cálculo de tasa de fallas incluidos en los aplicativos del EPRI e IEEE asumen terreno plano y rayos verticales; de esta forma, estos programas NO son adecuadas para diseñar los ángulos de apantallamiento en la sierra del Perú.

Sin embargo, de acuerdo con las estadísticas operativas, las líneas en 220 kV en la sierra con ángulos de apantallamiento negativos han obtenido un buen desempeño ante rayos; mientras que las líneas con ángulos positivos han obtenido un mal desempeño ante rayos, como se ve a continuación, en la siguiente tabla:

Table V – Lightning flashover rate on 220 kV Peruvian lines at very high altitude

220 kV Transmission Line (Note A)	Shielding Angle	Length (km)	Lightning Flashover Rate
PARAGSHA II - CONDOCOCHA	-10°	140	2.30 flashovers/100km.year
PARAGSHA II - CARHUAMAYO (C1)	-10°	43	1.04 flashovers/100km.year
PARAGSHA II - CARHUAMAYO (C2)	-10°	43	0.78 flashovers/100km.year
CONDOCOCHA - KIMAN AYLLU (C1)	-10°	175	0.44 flashovers/100km.year
CONDOCOCHA - KIMAN AYLLU (C2)	-10°	175	0.36 flashovers/100km.year
KIMAN AYLLU - CAJAMARCA NORTE (C1)	-10°	228	1.41 flashovers/100km.year
KIMAN AYLLU - CAJAMARCA NORTE (C2)	-10°	228	1.15 flashovers/100km.year
CAMPO ARMIÑO - POMACOCHA (C1)	-16°	192	1.55 flashovers/100km.year
CAMPO ARMIÑO - POMACOCHA (C2)	-16°	192	1.25 flashovers/100km.year
CAMPO ARMIÑO - PACHACHACA (C1)	0°	195	0.56 flashovers/100km.year
CAMPO ARMIÑO - PACHACHACA (C2)	0°	195	0.60 flashovers/100km.year
VIZCARRA - ANTAMINA	+10°	52	3.50 flashovers/100km.year
SURIRAY - COTARUSE (C1)	0°	180	7.36 flashovers/100km.year
SURIRAY - ABANCAY NUEVA (C2)	0°	53	2.64 flashovers/100km.year
ABANCAY NUEVA - COTARUSE (C2)	0°	135	9.23 flashovers/100km.year
POMACOCHA - CARHUAMAYO	+22°	105	5.20 flashovers/100km.year
PARAGSHA II - VIZCARRA	+25°	124	4.70 flashovers/100km.year
TINTAYA NUEVA - SOCABAYA (C1)	0°	201	1.35 flashovers/100km.year
TINTAYA NUEVA - SOCABAYA (C2)	0°	201	1.35 flashovers/100km.year

Note A: (C1) for first circuit and (C2) for second circuit on the same structure

Note B: In the first years the approximate LFDR was 3.5 flashovers/100 km-year. Currently, the TL has installed TLAs on every tower for all phases, and has a LFDR of 0.0 flashovers/100 km-year.

Note C: In the first 5 years the approximate LFDR was 4.7 flashovers/100 km-year. At present, the TL has installed a considerable amount of TLAs, and has an approximate LFDR of 1.6 flashovers/100 km-year.

Tabla extraída del paper CIGRE B2-311_2020 – Paris “Peruvian Experience on Insulation Design for 500 kV Overhead Transmission Lines at Very High Altitude”

Asimismo, existen diversas publicaciones en IEEE que respaldan que en zonas donde el terreno no es plano el apantallamiento positivo no es suficiente, mientras que el apantallamiento negativo mejora considerablemente la tasa de fallas, entre ellas:

- *Calculation of Shielding Failure Rates for Transmission Lines in Complex Mountainous Areas.*
- *Discussion on Lightning Protection Angle of Downhill Side of Mountain Transmission Line*
- *Lightning performance of EHV and UHV overhead transmission Lines in China southern power grid*

De acuerdo con el paper “Lightning performance of EHV and UHV overhead transmission Lines in China southern power grid” IEEE. Dic. 2016, se analizaron las fallas por rayos de muchas líneas (56 líneas de 500 kV AC, 05 de ± 500kV DC y 02 de ± 800kV UHV DC) entre el 2006 y 2014, y se encontró que la gran mayoría de fallas fue en montañas, el 84% por fallas de apantallamiento, y que el 81% de fallas fue para ángulos de apantallamiento mayores a 5 grados, reduciéndose considerablemente para ángulos de apantallamiento negativos.

Por las razones arriba indicadas, en la tabla 3.5 se indica emplear ángulos de apantallamiento negativo de -10° para zonas donde el terreno es accidentado y con alta densidad de rayos. Asimismo, para terreno plano, se establecieron los ángulos de apantallamiento indicados en el numeral 7.0.14 “Code for Design of 110 kV – 750 kV Overhead Transmission Line” (GB 5045) de China

Por otro lado, a manera de referencia, de acuerdo con la Tabla 3.7-2 del EPRI (tercera edición) al pasar de un ángulo de apantallamiento de $+10^\circ$ a -10° el costo de la estructura se incrementa en solo 1.1% (1.4-0.3); por tanto, el incremento en el costo del proyecto es mínimo y el beneficio es grande.

Table 3.7-2 Cost Sensitivities to Design Changes

Parameter	Change in Parameter	Change in Cost of Structure (%)
Phase - tower clearance	-1%	-0.3
Number of shield wires	2, 1, 0	0, -6.5, -12.9
Shielding angle	20, 10, 0, -10	0, +0.3, +0.7, +1.4
Insulator configuration	I, V	0, -1.4
Insulator string length	+1%	0, +1

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

8.50 Comentario 50 (ORYGEN) Líneas de Transmisión

Capítulo 3, Anexo 1

Tabla 3.4. Mínimo número de cables de guarda en líneas del STTN, STTR y STL

Tensión nominal (kV)	Número de Cables de Guarda	
	DRT $\leq 1 \text{ rayo/km}^2/\text{año}$ (*)	DRT $> 1 \text{ rayo/km}^2/\text{año}$
500	2 cables de guarda	
220	1 cable de guarda	2 cables de guarda
138	- (**)	1 cable de guarda

(*) 0 en zonas de baja actividad atmosférica comprobada con la experiencia operativa.

(**) Deberá instalarse cable de guarda de 1 a 2 km de longitud, antes de cada subestación asociada a la línea.

Comentario y/o sugerencias:

Respecto a la tabla 3.4 de la propuesta (capítulo 3, anexo 1), solicitamos precisar que el diseño ante descargas atmosféricas debe ser propuesto por el gestor del proyecto.

Sustento:

Este nuevo requerimiento encarece el desarrollo eficiente de proyectos y frena las decisiones de inversión, por lo que solicitamos al COES nos alcance el informe técnico/económico que respalda el requerimiento de 2 cables de guarda para 500kV en lugares donde el DRT es menor a 1.

Opinión del COES

Consulta atendida.

De acuerdo con el numeral 7.0.13 "Code for Design of 110 kV – 750 kV Overhead Transmission Line" (GB 5045) de China, las líneas de transmisión de 500 kV

deberán llevar dos cables de guarda incluso en las zonas de muy baja densidad de rayos; asimismo, consideramos apropiado este criterio, debido a la importancia de una instalación en 500 kV; por otro lado, se debe tener presente los cambios climáticos.

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

8.51 Comentario 51 (ORYGEN) Líneas de Transmisión

Capítulo 3, Anexo 1

Tabla 3.6. Sección mínima de conductor de fase hasta 1000 msnm para STL

<i>Tensión nominal</i>	<i>Número de conductores por fase</i>	<i>Costa</i>	<i>Selva</i>
138 kV	1	150 mm ² (*)	120 mm ² (*)
220 kV	1	400 mm ²	380 mm ²
500 kV	4	355 mm ²	279 mm ²

() Para Instalaciones de Transmisión de Conexión (ITC) de 138 kV, la sección mínima será de 240 mm².*

Comentario y/o sugerencias:

Respecto a la tabla 3.6 de la propuesta (capítulo 3, anexo 1), sugerimos retirar este numeral.

Sustento:

Se requiere saber qué tan caro será las instalaciones de transmisión para el desarrollo de proyectos de generación renovable (actualmente con más epos aprobados en COES).

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Las secciones de conductores serán definidas por el Titular del Proyecto; sin embargo, la tabla 3.6 propone secciones mínimas a fin de cumplir principalmente el efecto corona.

Consideramos que cualquier línea de transmisión de determinado nivel de tensión, independiente de la magnitud de su carga o generación asociada, deberá tener como mínimo cierta sección de conductor, que está sustentado en la experiencia peruana, y que incluso son valores menores a los recomendados en la tabla 9.1 de la referencia "RUS (Rural Utilities Service) Bulletin 1724E-200 Design Manual for High Voltage Transmission Lines". Por

ejemplo, de acuerdo con la experiencia peruana en Costa, para una línea de 220 kV no se puede aceptar una sección menor a 400 mm² por efecto corona.

Esto se puede verificar en la memoria anual del MEM:

<https://www.minem.gob.pe/minem/archivos/Anexo%2010%20Lineas%20Transmision%202021.pdf>

Asimismo, se puede verificar que en 138 kV usualmente se emplea conductor de 240 mm²; sin embargo, la mínima indicada en la Tabla 3.6 es 150 mm² para costa y 120 mm² para selva. Del mismo modo, las líneas en 500 kV en costa usualmente emplean 4 x ACAR 400 mm², y lo mínimo exigido en la Tabla 3.6 es 4 x ACAR 355 mm².

En conclusión, el cumplimiento de la tabla 3.6 no ocasionará un incremento en los proyectos.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

8.52 Comentario 52 (ORYGEN) Líneas de Transmisión

Capítulo 3, Anexo 1

3.2.2 CAPACIDAD DE CORRIENTE DE LOS CONDUCTORES DE FASES

- Para zonas costeras con precipitación media anual de hasta 90 mm:
 - Coeficiente de emisividad = 0,7
 - Coeficiente de absortividad solar = 0,9
- Para zonas con precipitación media anual mayor a 90 mm:
 - Coeficiente de emisividad = 0,8
 - Coeficiente de absortividad solar = 0,8

Comentario y/o sugerencias:

Con respecto al numeral 3.2.2 (capítulo 3, anexo 1), solicita al COES que nos alcance el informe de técnico/económico que sustente la propuesta.

Sustento:

Este nuevo requerimiento encarece el desarrollo eficiente de proyectos y frena las decisiones de inversión, por lo que solicitamos al COES nos alcance el informe técnico/económico que respalda esta propuesta.

Opinión del COES

Consulta atendida.

De acuerdo con el numeral 5.4 de la norma IEEE 738-2012: *Historically, in North America, values for thermal rating calculations have been either that both parameters are 0.5 or (more recently) that both are in the range of 0.7 to 0.9. CIGRE [B8] suggests that, if field measurements are not made, an absorptivity value of no less than 0.8 should be used with an "...emissivity of no more than 0.1 below absorptivity."* In the sample problem described in 4.6, the absorptivity and emissivity are each taken equal to 0.8.

Por tanto, se verifica que los valores de 0,8 para ambos coeficientes cumplen con lo indicado en el párrafo superior, por esta razón se incluyen en la propuesta del PR-20.

Por otro lado, el numeral 4.3.3 de la publicación "Guide for selection of weather parameters for bare overhead conductor ratings" WG B2.12 del 2006, indica:

"Excluding the above, it is generally recommended that both values should be set at 0.8–0.9, or, for the sake of conservativeness, absorptivity be set at 0.9 and emissivity at 0.7 [30]. There is also technical justification for use of slightly higher absorptivity than emissivity [19],[38]."

Por lo indicado y conociendo de la particularidad de la costa peruana de extrema contaminación salina, polvo y ausencia de lluvia (única en el mundo); se asume adecuado tomar los valores más conservadores de emisividad y absorptividad solar de 0,7 y 0,9 respectivamente, para la costa.

Por otro lado, para establecer diferencia de la zona costera, a manera de referencia se consideró las características de Chosica que se encuentra ubicada entre la costa y la sierra del Perú y que tiene una precipitación media anual de un valor aproximado de 90 mm.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

8.53 Comentario 53 (ORYGEN) Líneas de Transmisión

Capítulo 3, Anexo 1

3.3.5 TRANSPOSICIONES

Las líneas de transmisión con tensiones nominales mayores a 100 kV, con longitudes comprendidas entre 70 y 250 km deben contar por lo menos con un ciclo completo de transposición (compuestos por 3 transposiciones simples a las longitudes de 1/6, 3/6 y 5/6 del extremo de la línea). Para longitudes mayores a 250 km las líneas deben tener como mínimo dos ciclos completos de transposición (compuestos por transposiciones simples a las longitudes de 1/12; 3/12; 5/12; 7/12; 9/12 y 11/12 del extremo de línea). En el caso de líneas de doble circuito, los ciclos de transposición deben realizarse en

sentidos opuestos. Para el caso de líneas existentes con transposición, los tramos de línea resultantes del seccionamiento deben cumplir con todos los criterios mencionados.

Comentario y/o sugerencias:

Con respecto al numeral 3.3.5 de la propuesta (capítulo 3, anexo 1), solicitamos que se defina los porcentajes de desbalance de tensión, y en base a ello definir si se requiere transposición, no por longitudes.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Se sugiere mantener el criterio incluir transposición a partir de determinado valor de longitud, independiente de los desbalances de tensión; similar a lo aplicado en el numeral 8.0.4 “Code for Design of 110 kV – 750 kV Overhead Transmission Line” (GB 5045) de China y numeral 3.8 del Submódulo 2.7 “Requisitos mínimos para linhas de transmissão” de ONS de Brasil.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

8.54 Comentario 54 (ORYGEN) Líneas de Transmisión

Capítulo 3, Anexo 1

3.2.4 COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO Y PROTECCIÓN CONTRA RAYOS

▪ Reducción de Fallas Simultáneas en Líneas de Doble Circuito

Cuando una línea del STTN diseñada para doble circuito deba recorrer zonas andinas con altitudes mayores a 4000 msnm, zonas de selva (alta o baja) o zonas con DRT mayor a 6 rayos/km²/año, se tendrán que diseñar con estructuras independientes por circuito (dos estructuras de simple terna).

Comentario y/o sugerencias:

Se solicita retirar la sección Reducción de Fallas Simultáneas en Líneas de Doble Circuito del numeral 3.2.4 de la propuesta (capítulo 3, anexo 1), debido a que por ejemplo, una línea puede estar apantallada por cerros cuando el trazo va a media cumbre, no siendo necesario instalar las líneas de transmisión en diferentes estructuras. Esto encarecería los proyectos sin necesidad.

Sustento:

Las zonas donde pasan las líneas puede estar apantalladas por cerros (cuando el trazo va a media cumbre), por lo que se debe definir en el diseño la zona por donde va pasar la línea, cumpliendo con la confiabilidad

requerida. Lo anterior con el objetivo de no encarecer los proyectos sin el adecuado informe de sustento técnico/ecoómico.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Es cierto que cuando el trazo va a media cumbre, la línea queda apantallada por el terreno para el lado hacia la cumbre; sin embargo, queda expuesta a los rayos para el lado opuesto a la cumbre, debido a la ladera del terreno.

Por otro lado, la exigencia de emplear estructuras independientes solo es en líneas de 500 kV del STTN en zonas expuestas a alta densidad de rayos.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

8.55 Comentario 55 (ORYGEN) Líneas de Transmisión

Capítulo 3, Anexo 1

3.3.6 CONDICIONES PARA LA LOCALIZACIÓN DE ESTRUCTURAS Toda línea del STTN o STTR debe diseñarse para una temperatura del conductor de fase de 75°C (ACAR, AAAC, ACSR), respetándose a esta temperatura las distancias de seguridad desde el momento del tendido de los conductores.

Comentario y/o sugerencias:

Con respecto al numeral 3.3.6 (capítulo 3, anexo 1), sugerimos definir la temperatura del conductor de fase en la etapa del EPO y no un valor fijo de 75°C, y que se limite por zonas.

Sustento:

Este nuevo requerimiento encarece el diseño de las líneas de transmisión y frena las decisiones de inversión, por lo que solicitamos al COES nos alcance el informe técnico/económico que respalda esta propuesta.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Se aclara que la exigencia indicada es solo para líneas troncales (STTN y STTR); el criterio de diseñar las líneas troncales a 75 °C se basa en:

- Se sabe que típicamente las líneas de transmisión se diseñan para una temperatura en el conductor de 60 °C; sin embargo, el impacto que tendría diseñar una línea para una temperatura del conductor de 75°C, en vez de 60°C, representa para este conductor una diferencia de flecha máxima del orden de 0,60 – 0,70 m; valor que sería mucho menor en zonas accidentadas

(sierra del Perú); en ese sentido se puede “ganar” mucha capacidad de transmisión con un costo mínimo, evitando así futuras repotenciaciones.

– La tendencia internacional es diseñar las líneas en límite térmico; en ese sentido, de acuerdo con los Criterios de Diseño de la Red de Transporte (P.O 13.1) de Red Eléctrica de España:

https://www.ree.es/sites/default/files/01_ACTIVIDADES/Documentos/ProcedimientosOperacion/PO_resol_22Mar2005.pdf

El numeral 4.1 indica que las líneas de transmisión en 220 y 400 kV se deben diseñar (tendido del conductor) a 85 °C, valor menor a la temperatura de diseño de 75°C indicada en el PR-20 para líneas troncales.

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

8.56 Comentario 56 (ORYGEN) Líneas de Transmisión

Capítulo 3, Anexo 1

Tabla 3.15. Distancia vertical mínima entre el conductor de fase y cable de guarda (m)

La flecha del cable de guarda no debe superar el 90% del valor correspondiente al conductor, para la hipótesis de viento nulo y temperatura media para las condiciones iniciales de tensado

Altitud h (m)	Tensión Nominal		
	138 kV	220 kV	500 kV
$h \leq 1000$	3,7	4,2	5,4
$1000 < h \leq 1500$	3,7	4,2	5,6
$1500 < h \leq 2000$	3,8	4,3	5,8
$2000 < h \leq 2500$	3,8	4,4	6,0
$2500 < h \leq 3000$	3,9	4,5	6,1
$3000 < h \leq 3500$	4,0	4,6	6,4
$3500 < h \leq 4000$	4,0	4,7	6,6
$4000 < h \leq 4500$	4,1	4,9	6,8
$4500 < h \leq 5000$	4,2	5,0	7,0

La flecha del cable de guarda no debe superar el 90% del valor correspondiente a la flecha del conductor, para la hipótesis de viento nulo y temperatura media para las condiciones iniciales de tensado.

Comentario y/o sugerencias:

Con respecto al numeral 3.15 (capítulo 3, anexo 1), solicitamos precisar las relaciones de flecha para coordinar el cable de guarda y conductor de fase.

Opinión del COES

Consulta atendida.

Se aclara que el PR-20 prepublicado indica: "La flecha del cable de guarda no debe superar el 90% del valor correspondiente a la flecha del conductor".

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

8.57 Comentario 57 (ORYGEN) Líneas de Transmisión

Capítulo 3, Anexo 1

Comentario y/o sugerencias:

Se observa la "Tabla 3.4. Mínimo número de cables de guarda en líneas del STTN, STTR y STL Deberá instalarse cable de guarda de 1 a 2 km de longitud, antes de cada subestación asociada a la línea, por lo cual solicitamos evaluar este numeral.

Sustento:

Esta exigencia retrasará el desarrollo eficiente de proyectos, además de encarecer las inversiones adicionales que se requerirían. Razón por la cual, solicitamos al COES que nos alcance el informe técnico/económico que sustenta la presente propuesta.

Opinión del COES

Consulta atendida.

Se aclara que de acuerdo con la tabla 3.4 esta exigencia es solo para líneas de 138 kV, que no llevarán cable de guarda en todo su recorrido por estar en zonas de baja densidad de rayos.

En ese sentido, de acuerdo al numeral 7.0.13 "*Code for Design of 110 kV – 750 kV Overhead Transmission Line*" (GB 5045) de China, en líneas de transmisión de 138 kV en zonas de baja densidad de rayos, no es obligatorio el uso de cable de guarda; sin embargo, llevarán cable de guarda a las llegadas de las subestaciones; por tanto, consideramos apropiado ese criterio en el PR-20 a fin de reducir las corrientes de cortocircuito."

Análisis de Osinerghmin

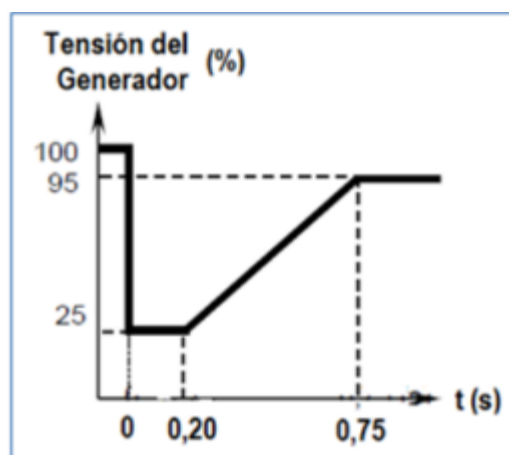
De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

8.58 Comentario 58 (ORYGEN) Requisitos CGC

Capítulo 4, Anexo 1

4.3.1 Criterios generales a considerar

(...) En condición de operación en contingencia, las unidades generadoras y sus servicios auxiliares, durante la ocurrencia de fallas trifásicas en el SEIN, deben **tener la capacidad** de mantenerse conectadas y soportar huecos de tensión en bornes de generación con la característica que se muestra en la Figura 4.1.



Comentario y/o sugerencias:

Respecto al numeral 4.3.1 de la propuesta (Capítulo 4 del Anexo 1), solicitamos evaluar el criterio general a considerar para las Centrales de Generación Convencional.

Sustento:

En el numeral se indica que la estabilidad de una central de generación convencional (CGC) depende de la robustez del sistema. En este sentido la soportabilidad de huecos de tensión dependerá de la ubicación de la central, razón por la cual consideramos que no es adecuado este requerimiento.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Se planifica para que la robustez del sistema eléctrico sea la misma en toda su extensión, pero por sus propias características (especialmente centrales de generación hidroeléctrica ubicadas en zonas alejadas) no es así, por lo que no se puede precisar de un estándar mínimo. En ese sentido, los requisitos técnicos mínimos de instalaciones de generación eléctrica dependen de la ubicación de cada proyecto de generación.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

8.59 Comentario 59 (ORYGEN) Requisitos CGC

Capítulo 4, Anexo 1

4.3.3 SISTEMA DE EXCITACIÓN Y REGULACIÓN DE TENSIÓN (SERT)

- La CGC debe estar diseñada para operar en tres (3) modos distintos, como son:
 - Modo control de tensión;
 - Modo control de potencia reactiva;
 - Modo control de factor de potencia

El COES establecerá el modo de control con la que operará la central, cuando apruebe su integración al SEIN; tomando el punto de conexión como referencia de control.

Comentario y/o sugerencias:

Con respecto a los sistemas de excitación y regulación de tensión (SERT) del numeral 4.3.3 de la propuesta, en la sección "**Requisitos de la excitación**" y el numeral 4.3.3, se sugiere uniformizar los criterios.

Sustento:

En la sección "Requisitos de la excitación" se indica que se debe contener como mínimo el recurso de control automático de tensión en bornes del generador o tensión en la barra de alta tensión de la central, entre otros. Sin embargo, en el numeral 4.3.3 se precisa que El COES establecerá el modo de control con la que operará la central, cuando apruebe su integración al SEIN; tomando el punto de conexión como referencia de control, es decir, que el control se realiza en el punto de control,

Opinión del COES

Sugerencia parcialmente aceptada.

Cuando se menciona que debe tener los recursos mínimos para el control de tensión, se hace referencia a contar con la posibilidad, funcionalidad y equipamiento necesario que permita realizar el control de tensión de acuerdo con la ingeniería que será aprobado en el Estudio de Pre Operatividad.

Asimismo, se debe tener en cuenta que la barra de alta tensión de la central y el punto de conexión pueden coincidir, lo cual dependerá de cada proyecto. Por otro lado, se ha propuesto modificar el numeral 4.3.3 sobre la referencia de control, pudiendo ser esta los bornes del generador o la barra de alta tensión de la central.

Ver opinión del COES al Comentario 18 de KALLPA.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinergmin al Comentario 18 de KALLPA.

8.60 Observación 60 (ORYGEN) Requisitos CGC

Capítulo 4, Anexo 1

4.3 Centrales de Generación Convencional (CGC)

4.3.1 Criterios generales a considerar

(...)

La Tabla 4.3 contiene los recursos mínimos de la excitatriz:

Tabla 4.3. Requisitos mínimos de Excitatriz	
Descripción	Requisitos Técnicos Mínimos
<i>Capacidad Nominal de la Excitación</i>	<i>La capacidad de conducción de la corriente continua (CC) debe ser como mínimo un 110% de la corriente necesaria para mantener al generador operando con potencia máxima y 105% la tensión nominal.</i>

Comentario y/o sugerencias:

Respecto a los sistemas de excitación y regulación de tensión (SERT) del numeral 4.3.3 de la propuesta, solicitamos precisar en la propuesta la manera en que se verificará los límites del 110% y 105%.

Sustento:

En la sección "Requisitos de la Excitatriz" (Tabla 4.3) se indica que el aporte de la capacidad de conducción de la corriente continua (CC) dependerá de la tensión nominal del sistema que se tendría si la central opera a carga máxima, y que el aporte debe ser realizado por la unidad de generación. Al respecto, la propuesta no es clara en cómo se verificará estos límites

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

La capacidad de conducción de corriente continua indicada en la Tabla 4.3 Requisitos mínimos de Excitatriz, en los porcentajes indicados es verificado por el fabricante con referencia a la corriente y tensión nominal de excitación.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

8.61 Comentario 61 (ORYGEN) Requisitos CGC

Capítulo 4, Anexo 1

"4.3.4 CONTROL DE POTENCIA-FRECUENCIA (CPF)

[...]

Regulación Primaria de Frecuencia (RPF) La tecnología para proporcionar la RPF podrá considerar: generadores, volantes o Bancos de Baterías (BESS) u otros mecanismos **que cumplan este fin.**

Comentario y/o sugerencias:

Respecto al control de potencia-frecuencia del numeral 4.3.4 de la propuesta, solicitamos evaluar/redefinir los umbrales definidos en la Tabla 4.4, en caso corresponda.

Sustento:

Las tolerancias de frecuencia de la CGC contenidas en la Tabla 4.4 no tiene claridad (el rango de frecuencia de operación instantánea abarca los umbrales de operación continua, sobrefrecuencia y subfrecuencia).

Opinión del COES

Sugerencia aceptada.

Luego de revisar el comentario, se puede notar que existe un error en el rango del valor de la frecuencia en la fila "Rango de Frecuencia de operación instantánea".

Se sugiere modificar la Tabla 4.4 del Capítulo 4 Anexo 1 del PR-20 prepublicado, en el siguiente sentido:

"(...)

Tabla 4.4. Tolerancias de Frecuencia de la CGC

	Hidráulica		Térmica	
	Frecuencia (Hz)	Tiempo (s)	Frecuencia (Hz)	Tiempo (s)
Rango de Frecuencia de operación instantánea	$56 \leq f \leq 66$ $f \leq 56$ y $f \geq 66$	instantáneo	$57 \leq f \leq 63$ $f \leq 57$ y $f \geq 63$	Instantáneo
Operación continua	$59,4 < f \leq 60,6$	--	$59,4 < f \leq 60,6$	--
Sobrefrecuencia	$> 63,0$	10	$> 61,5$	10
Subfrecuencia	$< 58,5$	20	$< 58,5$	10

(...)"

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, la Tabla 4.4 del Capítulo 4 Anexo 1 del PR-20 prepublicado, en el siguiente sentido:

“(…)

Tabla 4.4. Tolerancias de Frecuencia de la CGC

	Hidráulica		Térmica	
	Frecuencia (Hz)	Tiempo (s)	Frecuencia (Hz)	Tiempo (s)
<i>Rango de Frecuencia de operación instantánea</i>	$f \leq 56$ y $f \geq 66$	<i>instantáneo</i>	$f \leq 57$ y $f \geq 63$	<i>Instantáneo</i>
<i>Operación continua</i>	$59,4 < f \leq 60,6$	--	$59,4 < f \leq 60,6$	--
<i>Sobrefrecuencia</i>	$> 63,0$	10	$> 61,5$	10
<i>Subfrecuencia</i>	$< 58,5$	20	$< 58,5$	10

“(…)”

8.62 Comentario 62 (ORYGEN) Requisitos CGC

Capítulo 4, Anexo 1

4.3.4 Control del Potencia-Frecuencia (CPF)

“(…)”

El regulador de velocidad deberá tener la funcionalidad de operar en red interconectada y red aislada.

“(…)”

Comentario y/o sugerencias:

Respecto al control de potencia-frecuencia del numeral 4.3.4 de la propuesta, solicitamos que la propuesta especifique que este requerimiento se aplica según la conexión de la central (interconectada o aislada).

Sustento:

Respecto al control de potencia-frecuencia del numeral 4.3.4 de la propuesta, la nueva exigencia de que el regulador de velocidad tenga la funcionalidad de operar en red interconectada y red aislada, consideramos que dicho requerimiento no debe ser exigido en los casos que la central no forme parte de los sistemas aislados

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Con relación a la sugerencia, los reguladores de velocidad digitales actualmente tienen incorporado la posibilidad o funcionalidad de parametrizarse en modo aislada o isla. Asimismo, en el Procedimiento PR-21 (Reserva Rotante Para Regulación Primaria de Frecuencia), menciona que se excluye del servicio de Regulación Primaria de Frecuencia en el periodo que se encuentre en un sistema aislado y su Delegante en un sistema diferente.

Existe la posibilidad que se formen sistemas aislados temporalmente o por un periodo, sea por eventos fortuitos o exista mantenimientos necesarios en el sistema de transmisión, siendo conveniente operar en modo aislado temporalmente centrales de generación evitando cortes de suministro en la zona de influencia.

Por lo tanto, se sugiere no aceptar la propuesta de cambio.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

8.63 Comentario 63 (ORYGEN) Subestaciones

Capítulo 4, Anexo 1

4.3.5 Servicios auxiliares

(...)

El Transformador que alimenta los servicios auxiliares, deberá tener una capacidad de regulación continua de la tensión, en un rango de $\pm 10\%$ de la tensión nominal de la barra, de manera que no desconecte por disminuciones de tensión de la red.

Comentario y/o sugerencias:

Respecto a los requisitos que deben cumplir los servicios auxiliares contenido en el numeral 4.3.5 de la propuesta, solicitamos ser más específicos en el requerimiento.

Sustento:

Los transformadores que alimentan los servicios auxiliares son con regulación fija y no automática.

Opinión del COES

Sugerencia parcialmente aceptada.

Los transformadores de servicios auxiliares de CGC no tienen regulación continua de tensión, pero por su importancia tienen redundancia y no debe desconectarse por disminución de tensión de la red

En el numeral 4.3.5 del capítulo 4 del Anexo 1 del PR-20 prepublicado (Servicios Auxiliares), se propone la siguiente redacción.

"4.3.5 Servicios auxiliares

(...)

El Transformador que alimenta los servicios auxiliares, ~~deberá tener una capacidad de regulación continua de la tensión, en un rango de $\pm 10\%$ de la tensión nominal de la barra, de manera que no debe~~ desconectarse por disminuciones de tensión de la red."

(...)

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. En el numeral 4.3.5 del capítulo 4 del Anexo 1 del PR-20 prepublicado (Servicios Auxiliares), se propone la siguiente redacción.

"4.3.5 Servicios auxiliares

(...)

El Transformador que alimenta los servicios auxiliares no debe desconectarse por disminuciones de tensión de la red."

(...)"

8.64 Comentario 64 (ORYGEN) Requisitos CGNC

Capítulo 4, Anexo 1

4.4.4 CAPACIDAD DINAMICA EN CONTINGENCIAS

En condiciones de operación en contingencia, ante un súbito desvío de la frecuencia, deberá tener la capacidad de contribuir con una energía activa almacenada equivalente a una inercia (H), según se detalla en la Tabla 2.5 del Capítulo 2. Para ello, debe contar con una infraestructura necesaria y un controlador adecuado para emular una inercia (inercia sintética), contribuyendo como **mínimo con el 10 % de su potencia nominal**, durante un período mínimo de 5 segundos, retornando automáticamente a su condición inicial al regresar la frecuencia a su valor nominal, pudiendo emplearse para ello, volantes o sistemas de almacenamiento de energía u otros mecanismos que se establezcan en la operación.

Comentario y/o sugerencias:

Este requerimiento genera diversos problemas para el futuro desarrollo de las centrales de generación no convencionales:

- (i) Los proyectos de CGNC no podrán operar con la potencia a la cual fueron diseñadas, no permitiendo maximizar su aprovechamiento.

- (ii) No se aprovechará ni optimizará el recurso renovable, lo cual es contrario al mandato establecido en el Decreto Legislativo N° 1002 que prioriza su despacho al tener un costo variable igual a cero.
- (iii) Se retrasará el desarrollo eficiente de generación (CGNC), la cual por sus bajos costes y los compromisos ambientales del país se requiere; y,
- (iv) Se limitará el ingreso de nuevos proyectos CGNC, inclusive haciendo inviables económicamente diversos proyectos.

Sustento:

En la actualidad, las centrales renovables se encuentran exoneradas de proveer el servicio de RPF y en caso se quiera discutir dicha situación, corresponde hacerlo en el foro correspondiente que es el MINEM y no a través de un procedimiento técnico como el presente. Los argumentos sobre responsabilidad y acciones contra el procedimiento señalados en el literal anterior también son aquí aplicables.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 7 de la SPR.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinergmin al Comentario 7 de la SPR.

8.65 Observación 65 (ORYGEN) Requisitos CGNC**Capítulo 4, Anexo 1****4.4.6 CALIDAD DE LA TENSIÓN****§ Operación Normal (estado estacionario)**

En el punto de conexión al SEIN, el regulador de tensión debe tener la capacidad de controlar la tensión dentro del rango de $0,95 \text{ p.u.} \leq V_c \leq 1,05 \text{ p.u.}$. Las maniobras del equipamiento de compensación reactiva del proyecto deberán provocar escalones menores a 2,5% de la tensión nominal de tensión en el punto de conexión al SEIN.

Comentario y/o sugerencias:

Respecto al numeral 4.4.6 de la propuesta, señalamos que el control de tensión dependerá de la fortaleza de la barra, si bien se puede poner el control de tensión para regular entre esos umbrales, no necesariamente se podrá lograr su control, incluso podría generar la desconexión del parque por sobretensiones.

Opinión del COES

Consulta atendida.

En el rango de tensión establecido la CGNC debe ser capaz de generar continuamente la potencia nominal en el rango de voltaje/frecuencia de tal manera que el punto de operación pueda encontrarse en cualquier lugar dentro del área sombreada indicado la Figura 4.2 Rango de absorción e inyección de potencia reactiva en régimen permanente de la CGNC, el COES establecerá el modo de control y la consigna de operación para preservar la seguridad y estabilidad en el SEIN durante la operación.

Los estudios previos a la conexión de la CGNC demostraran si existe problemas de inestabilidad de tensión en el punto que pretenda conectarse la CGNC y se sustentará la viabilidad del proyecto.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

8.66 Comentario 66 (ORYGEN) BESS

Capítulo 4, Anexo 1

4.5 EXIGENCIAS PARA LOS SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ACTIVA

El sistema de almacenamiento de energía activa, es capaz de inyectar o absorber potencia al sistema eléctrico de manera rápida y sostenerla durante un tiempo prefijado. Estos equipos estáticos, podrán emplearse en la Regulación Primaria de Frecuencia (RPF), para mejorar su factor de planta o reserva dinámica ante contingencias (inercia sintética). Para estos usos, deberán tener alta eficiencia, esto es, el proceso de almacenamiento deberá procurar minimizar el consumo de energía retirada del SEIN.

Asimismo, deberán estar dimensionados con la capacidad necesaria para cumplir con la magnitud de potencia que se le requiera, durante el periodo de tiempo especificado.

Comentario y/o sugerencias:

De acuerdo con el PR-21, se tiene limitación para la potencia de los BESS, en este sentido esta limitación contraviene lo indicado en este numeral ya que no se permite diseñar con libertad los equipos de almacenamiento.

Opinión del COES

Sugerencia parcialmente aceptada.

En la propuesta del numeral 4.5.3 del capítulo 4 del Anexo 1 del PR-20 y en el PR-21, la limitación hace referencia a la capacidad de un Sistema de

Almacenamiento de Energía con Baterías destinado a brindar el servicio de Regulación de Frecuencia. En ese sentido, la limitación no aplicaría para la capacidad de los sistemas de almacenamiento que se utilicen para el mejoramiento del factor de planta o inercia sintética de una central de generación.

De otro lado, con el objetivo de no limitar estrictamente su uso en cuanto a Regulación de Frecuencia, se sugiere modificar los numerales 4.5 y 4.5.3 del capítulo 4 del anexo 1 del PR-20 prepublicado. Ver opinión del COES a los Comentarios 22 y 23 de KALLPA.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinergmin a los Comentarios 22 y 23 de KALLPA.

8.67 Observación 67 (ORYGEN) BESS

Capítulo 4, Anexo 1

4.5.3 DIMENSIONAMIENTO PARA RPF

La capacidad máxima admisible del sistema de almacenamiento de energía activa para RPF **estará sujeta a las disposiciones indicadas en el procedimiento técnico correspondiente.**

Comentario y/o sugerencias:

Se solicita modificar el numeral de la siguiente manera:

4.5.3 DIMENSIONAMIENTO PARA RPF

En caso el sistema de almacenamiento de energía activa se utilice para realizar el servicio de RPF, la capacidad máxima admisible del sistema de almacenamiento de energía activa para RPF estará sujeta a las disposiciones indicadas en el procedimiento técnico correspondiente.

Sustento:

Respecto al dimensionamiento para RPF detallado en el numeral 4.5.3 de la propuesta, es importante recordar que ello se encuentra regulado en el PR-21 vigente, sin embargo, en caso se requiera el BESS para otro uso como los indicados en el numeral 4.5, se debe permitir que la capacidad sea definida por el proyectista, y limitar su capacidad mediante controles de acuerdo con el uso de acuerdo con los márgenes indicados por el PR-21.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

De acuerdo con lo mencionado literalmente en el título del numeral 4.5.3 del capítulo 4 del Anexo 1 del PR-20 prepublicado, está referido a requerimientos

mínimos para los sistemas de almacenamiento diseñados para brindar regulación de frecuencia, por lo que no se considera necesario especificarlo. Asimismo, en este numeral, no se limita la capacidad de los sistemas de almacenamiento que se usarán para mejoramiento del factor de planta o inercia sintética de una central de generación. Por este motivo, se sugiere no aceptar la propuesta de modificación.

De otro lado, con el objetivo de no limitar estrictamente su uso en cuanto a Regulación de Frecuencia, se sugiere modificar los numerales 4.5 y 4.5.3 del capítulo 4 del anexo 1 del PR-20 prepublicado. Ver opinión del COES a los Comentarios 22 y 23 de KALLPA.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

8.68 Comentario 68 (ORYGEN) Requisitos CGNC

Capítulo 4, Anexo 1

4.4.3 CONTROL DE LA POTENCIA REACTIVA Y TENSIÓN

▪ Régimen Permanente

Las CGNC deben tener la capacidad de absorber e inyectar potencia reactiva en el punto correspondiente al lado de alta del transformador elevador, como mínimo en toda la región indicada en la Figura 4.2. Esta exigencia es aplicable como mínimo en un rango de tensión de 0,95 a 1,05 p.u., en dicho punto

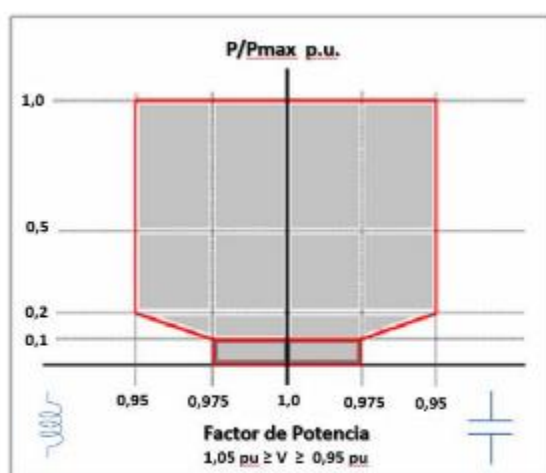


Figura 4.2. Rango de absorción e inyección de potencia reactiva en régimen permanente de la CGNC.

Asimismo, las CGNC deben tener implementado el equipamiento necesario para poder operar con los siguientes tres (3) modos de control:

- Modo control de tensión;
- Modo control de potencia reactiva;

- Modo control de factor de potencia

El COES establecerá el modo de control y la consigna con las que operará una CGNC, cuando apruebe su integración al SEIN, pudiéndolo modificar cuando el sistema eléctrico lo requiera; tomando el lado de alta tensión del transformador elevador como referencia de control. Para cualquier nivel de potencia activa, deben tener la capacidad de estabilizar su respuesta en un tiempo máximo de un (1) minuto.

Comentario y/o sugerencias:

Respecto al numeral 4.4.3 de la propuesta, la capacidad de absorber e inyectar potencia reactiva de las CGNC como mínimo en la región sombreada, debe ser aplicada por tipo de tecnología, para lo cual sugerimos evaluar lo siguiente: "4.4.3 CONTROL DE LA POTENCIA REACTIVA Y TENSIÓN

Las CGNC deben tener la capacidad de absorber e inyectar potencia reactiva en el punto correspondiente al lado de alta del transformador elevador, como mínimo en toda la región indicada en la Figura 4.2. Esta exigencia es aplicable como mínimo en un rango de tensión de 0,95 a 1,05 p.u., en dicho punto

- *En caso de centrales eólicas, si poseen tecnología DFIG no se exige la provisión de potencia reactiva para potencias inferiores a 0.1 p.u., por falta de recurso. En caso de que sean Full Converter, se exige la totalidad de la curva hasta 0 p.u. (aún sin recurso).*
- *En el caso de centrales fotovoltaicas se exige hasta 0 p.u. Normalmente se tiene una funcionalidad denominada QNIGHT en los inversores que permite entrega de Q durante la noche."*

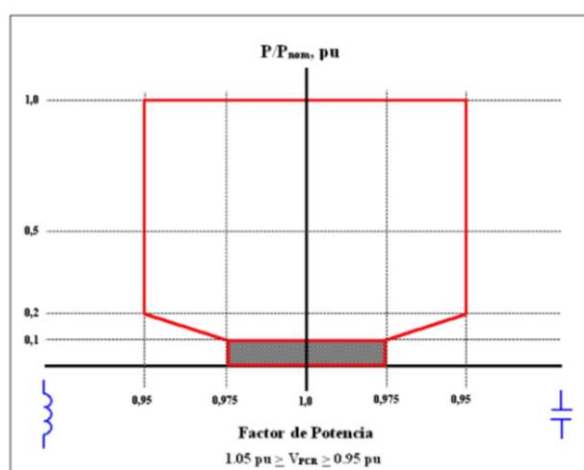


Figura 1: Rango de operación del factor de potencia de la CGNC en régimen permanente

Sustento:

Solicitamos incluir y/o evaluar algunas precisiones para una mejor aplicación del procedimiento.

La capacidad de absorber e inyectar potencia reactiva en el punto correspondiente al lado de alta del transformador elevador, como mínimo en toda la región indicada debe aplicarse por tecnología, por lo solicitamos evaluar el texto indicado.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Considerando la alta penetración de generación no convencional (CGNC) y su evaluación en los diferentes estudios de Pre Operatividad, se evidencia un problema por deficiencia de reactivos cuando se operan CGNC inyectando al SEIN su potencia nominal. Además, por limitaciones que tiene el sistema de transmisión para evacuar toda la potencia activa de diferentes centrales, las mismas podrían verse obligadas a despachar con una potencia menor a su nominal, siendo necesario el aporte de reactivos para no afectar la calidad del servicio y en especial la tensión.

En ese sentido, la inyección de potencia reactiva que se propone debe ser suministrado en cualquier punto de operación de la CGNC dentro del perfil de la figura 4.2 **independientemente de la tecnología que se use**, en los estudios de diseño el gestor del proyecto debe prever este cumplimiento de estos requisitos para la selección de la tecnología y equipamiento a instalar.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

8.69 Comentario 69 (ORYGEN) Requisitos Generales PR-20

Capítulo 4, Anexo 1

4.4.6 CALIDAD DE LA TENSIÓN

- Operación Normal (estado estacionario) En el punto de conexión al SEIN, el regulador de tensión debe tener la capacidad de controlar la tensión dentro del rango de $0,95 \text{ p.u.} \leq V_c \leq 1,05 \text{ p.u.}$ Las maniobras del equipamiento de compensación reactiva del proyecto deberán provocar escalones menores a 2,5% de la tensión nominal de tensión en el punto de conexión al SEIN.
- Parpadeo (Flicker) y Fluctuaciones de Tensión Se aplican las tolerancias dispuestas en la NTCSE.
- Tensiones Armónicas Se aplican las tolerancias dispuestas en la NTCSE.

4.4.7 SISTEMAS DE PROTECCIÓN Se deben considerar los requisitos mínimos para las protecciones que se establecen el Capítulo 6, para este tipo de generación.

Comentario y/o sugerencias:

Considerando la experiencia de otros países, solicitamos al COES evaluar un tiempo de establecimiento límite de 3 segundos para que la variable controlada ingrese en torno al 10% del valor final, y de 5 segundos para una banda en torno a las variaciones normales que tenga en estado permanente, luego de la aplicación de un escalón en la referencia del regulador (ya sea de potencia reactiva, factor de potencia o tensión).

Sustento:

Respecto al numeral 4.4.6 de la propuesta, si la respuesta a la que se refiere este punto hace referencia al tiempo de establecimiento, en un AVR o regulador automático de tensión de una central convencional es del orden de 1.5 segundos. Exigir esta velocidad de respuesta para un control de planta de una central solar o eólica podría comprometer la estabilidad del lazo de control, considerando los retardos inherentes a las mediciones de las variables y las comunicaciones, así como la variabilidad de la potencia de cortocircuito.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

El numeral 4.4.6, hace referencia al estado estacionario, es decir a las condiciones finales luego del transitorio. Por lo que, considerar indicadores a los 3 y 5 segundos ya no estaríamos hablando del estado estacionario, sino del transitorio.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

8.70 Comentario 70 (ORYGEN) Requisitos Generales PR-20

Capítulo 4, Anexo 1

4.4.6 CALIDAD DE LA TENSIÓN

▪ Operación Normal (estado estacionario) En el punto de conexión al SEIN, el regulador de tensión debe tener la capacidad de controlar la tensión dentro del rango de $0,95 \text{ p.u.} \leq V_c \leq 1,05 \text{ p.u.}$ Las maniobras del equipamiento de compensación reactiva del proyecto deberán provocar escalones menores a 2,5% de la tensión nominal de tensión en el punto de conexión al SEIN.

- Parpadeo (Flicker) y Fluctuaciones de Tensión Se aplican las tolerancias dispuestas en la NTCSE.
- Tensiones Armónicas Se aplican las tolerancias dispuestas en la NTCSE.

4.4.7 SISTEMAS DE PROTECCIÓN Se deben considerar los requisitos mínimos para las protecciones que se establecen el Capítulo 6, para este tipo de generación.

Comentario y/o sugerencias:

VELOCIDAD DE RESPUESTA EN POTENCIA REACTIVA

Al comparar el punto anterior con el texto resaltado en amarillo:

- La velocidad de respuesta en potencia reactiva del regulador de tensión de régimen permanente será tal que toda actuación del mismo deberá haberse completado antes de 1 minuto. No obstante, se permite que la velocidad de respuesta del sistema de control de tensión en potencia reactiva se realice en función de un porcentaje de la potencia activa, $Q = (20\%P)/\text{min}$, siempre que exista peligro de disparo de protecciones por picos de intensidad o variaciones rápidas de tensión.

Podría interpretarse que se contraponen al requerimiento anterior, o bien que se corresponde con la variación de la consigna del regulador y no con su velocidad de respuesta.

Como ejemplo, a continuación, se muestra un registro de pruebas de una central solar fotovoltaica en la cual en primer lugar se realiza un cambio de referencia en forma de escalón, y posteriormente en forma de rampa tal como funciona normalmente el consignador.

Entendemos que el significado del párrafo tiene que ver con la variación de consigna y no con el tiempo de establecimiento del lazo de control descrito en el punto anterior, por lo que agradeceremos al COES que confirme si está de acuerdo con esta interpretación.

Opinión del COES

Consulta atendida.

El numeral 4.4.6 está referido a condiciones de estado estacionario. Es decir, al estado final de la consigna.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

8.71 Comentario 71 (ORYGEN) Requisitos Generales PR-20

Capítulo 4, Anexo 1

4.4.6 CALIDAD DE LA TENSIÓN

- Operación Normal (estado estacionario) En el punto de conexión al SEIN, el regulador de tensión debe tener la capacidad de controlar la tensión dentro del rango de $0,95 \text{ p.u.} \leq V_c \leq 1,05 \text{ p.u.}$ Las maniobras del equipamiento de compensación reactiva del proyecto deberán provocar escalones menores a 2,5% de la tensión nominal de tensión en el punto de conexión al SEIN.
- Parpadeo (Flicker) y Fluctuaciones de Tensión Se aplican las tolerancias dispuestas en la NTCSE.
- Tensiones Armónicas Se aplican las tolerancias dispuestas en la NTCSE.

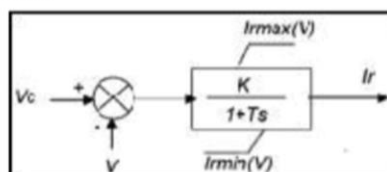
4.4.7 SISTEMAS DE PROTECCIÓN Se deben considerar los requisitos mínimos para las protecciones que se establecen el Capítulo 6, para este tipo de generación.

Comentario y/o sugerencias:

CONTROL DE TENSION EN EL POI

5.1 Control de tensión en el punto de conexión

- Independientemente de su implementación física, el sistema de control de la CGNC debe comportarse en su conjunto como un control proporcional al error (desvío por unidad de la tensión respecto de la referencia de tensión) de acuerdo al siguiente esquema de bloques simplificado, de control de tensión en régimen permanente:



El diagrama de bloques contenido en el PR-20 sería de aplicación solamente para un control de tensión. No incluye referencias a otro tipo de controles normalmente utilizados como son el control de potencia reactiva y de factor de potencia.

Por otra parte, las funciones $I_{rmax}(V)$ e $I_{rmin}(V)$ no se encuentran especificadas. Sin embargo, se estima que deberían corresponderse con los límites del diagrama PQ.

Al respecto, la potencia reactiva máxima (en valor absoluto) sería $P_{nom} \cdot \tan(\arccos(0.95)) = P_{nom} \cdot cte. = cte$ y por lo tanto no sería dependiente con la tensión (como surgiría de la ecuación $I_r = Q/V = f(V)$).

Finalmente, el control ilustrado en la figura es del tipo proporcional. Por este motivo, si la ganancia total en lazo abierto cambia, ésta afectará la calidad de la regulación ya que cambiará el error de estado estacionario.

Entendemos que el significado de este párrafo podría estar relacionado con la implementación de un control de tensión PI con estatismo. En estado permanente este tiene un desempeño estático como el que ilustra la figura

siguiente, correspondiente a una prueba en una planta PV en el que la potencia reactiva responde linealmente con el desvío de la tensión:

Opinión del COES

Consulta atendida.

El numeral 4.4.6 esta referido a condiciones de estado estacionario. Es decir, luego de la actuación de los controladores.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

8.72 Comentario 72 (ORYGEN) Requisitos CGNC

De otro lado, las CGNC deben poseer un transformador elevador con regulación bajo carga para ajustar la tensión en el lado de media tensión a un valor de 1,0 p.u.

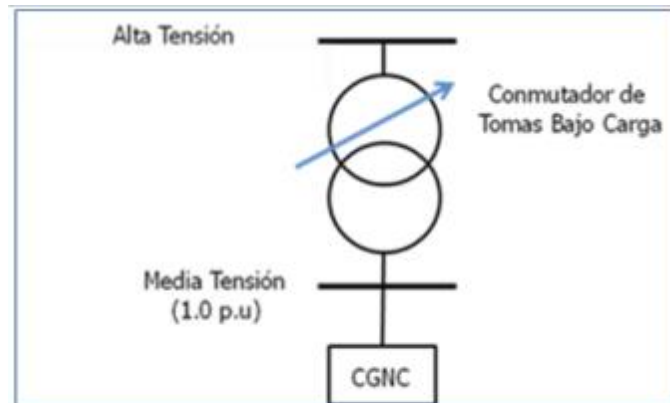


Figura 4.3. Transformador elevador con regulación bajo carga

Comentario y/o sugerencias:

TRANSFORMADORES CON REGULACIÓN BAJO CARGA

5.2 Transformadores con regulación bajo carga

La CGNC deberá disponer de un transformador con regulación bajo carga que permita adecuar la tensión de la red de media tensión a la tensión del punto de conexión. El mencionado transformador deberá permitir ajustar la tensión en el lado de media tensión a un valor de 1,0 p.u. ante las variaciones de la tensión en el punto de conexión, en condiciones normales. Sin embargo, el transformador con regulación bajo carga no puede ajustar las variaciones de tensión que aparecen durante una perturbación severa, por lo que después de la perturbación, la tensión en el lado de media tensión del transformador puede causar la desconexión generalizada de las turbinas eólicas, siendo necesaria la intervención del equipo regulador de tensión establecido para el régimen transitorio.

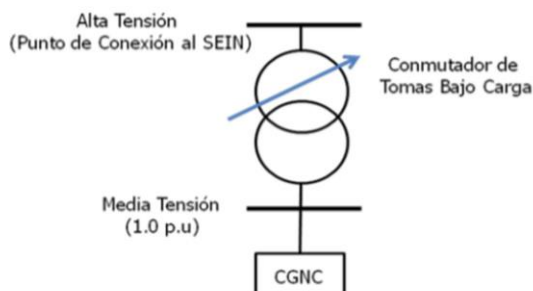


Figura 3: Transformadores con regulación bajo carga

En general, en una planta solar o eólica, el PPC controla la tensión del lado de AT, mientras que el cambiador de tomas controla la tensión del lado MT. De esta forma, puede optimizarse la capacidad de la planta y mejorarse su gestión. Entendemos así que la consigna del cambiador de tomas no debería establecerse en 1 p.u. como señala la normativa, sino que debería quedar a criterio del generador para una mejor gestión de sus recursos.

Sustento:

En general, en una planta solar o eólica, el PPC controla la tensión del lado de AT, mientras que el cambiador de tomas controla la tensión del lado MT. De esta forma, puede optimizarse la capacidad de la planta y mejorarse su gestión. Entendemos así que la consigna del cambiador de tomas no debería establecerse en 1 p.u. como señala la normativa, sino que debería quedar a criterio del generador para una mejor gestión de sus recursos.

En ese sentido, solicitamos especificar en la propuesta que este requerimiento solo es aplicable en la etapa de diseño, y que es posible cambiar de consigna durante la operación de la central.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

La ventaja de solicitar transformadores elevadores con regulador automático de tensión bajo carga es para garantizar que la tensión en media se encuentre dentro de un rango aceptable y por lo tanto en bornes de generación estén habitualmente en $\pm 10\%$ y es más relevante cuando la CGNC se conecta al SEIN mediante una línea de transmisión (aumento de impedancia, mayores variaciones de tensión).

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

8.73 Comentario 73 (ORYGEN) Requisitos CGNC

PROYECTO OSINERGHMIN (20/01/24)

4.4.4 CAPACIDAD DINAMICA EN CONTINGENCIAS En condiciones de operación en contingencia, ante un súbito desvío de la frecuencia, deberá tener la capacidad de contribuir con una energía activa almacenada equivalente a una inercia (H), según se detalla en la Tabla 2.5 del Capítulo 2. Para ello, debe contar con una infraestructura necesaria y un controlador adecuado para emular una inercia (inercia sintética), contribuyendo como mínimo con el 10 % de su potencia nominal, durante un período mínimo de 5 segundos, retornando automáticamente a su condición inicial al regresar la frecuencia a su valor nominal, pudiendo emplearse para ello, volantes o sistemas de almacenamiento de energía u otros mecanismos que se establezcan en la operación.

Comentario y/o sugerencias:

Respecto al numeral 4.4.4 de la propuesta, la redacción no es clara por cuanto no se especifica claramente si la planta (ya sea a nivel central o local) será sensible a la frecuencia, solo indica que en casos especiales deberá proveer de reserva. En caso de que sea necesario contribuir a la regulación de frecuencia, tampoco se establecen índices de desempeño dinámico.

Al respecto, se debe señalar que las CGNC están exoneradas de brindar RPF (tanto eólicas como solares PV) no colaboran en la regulación primaria de frecuencia.

Opinión del COES

Sugerencia parcialmente aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 7 de SPR.

Análisis de Osinerghmin

Ver análisis de Osinerghmin al Comentario 7 de SPR.

8.74 Comentario 74 (ORYGEN) Requisitos CGNC

Capítulo 4, Anexo 1

4.4.3 CONTROL DE LA POTENCIA REACTIVA Y TENSION

(...) Comportamiento Transitorio

Las CGNC deben estar diseñadas para soportar huecos de tensión producto de cortocircuitos en el sistema eléctrico, permaneciendo todos sus

componentes conectados al SEIN. Las características del hueco de tensión que debe soportar se muestran en la Figura 4.4, en que la CGNC deberá mantenerse conectada durante todo el periodo de duración de la variación de tensión (en p.u.), que aparece como área sombreada, producto de una falla.

Las CGNC deben equiparse con funciones de protección de tensión por fase cuyas magnitudes de ajuste puedan adaptarse a las exigencias descritas en este numeral.

El cumplimiento de las exigencias de continuidad de suministro de una CGNC ante Huecos de Tensión es responsabilidad exclusiva del Titular de la nueva Instalación, quien debe presentar un certificado de cumplimiento de Huecos de Tensión, emitido por laboratorios acreditados o entidades de certificación acreditadas de acuerdo con las normas internacionales, como la UNE-EN ISO/IEC 17025 (Ref. [30]).

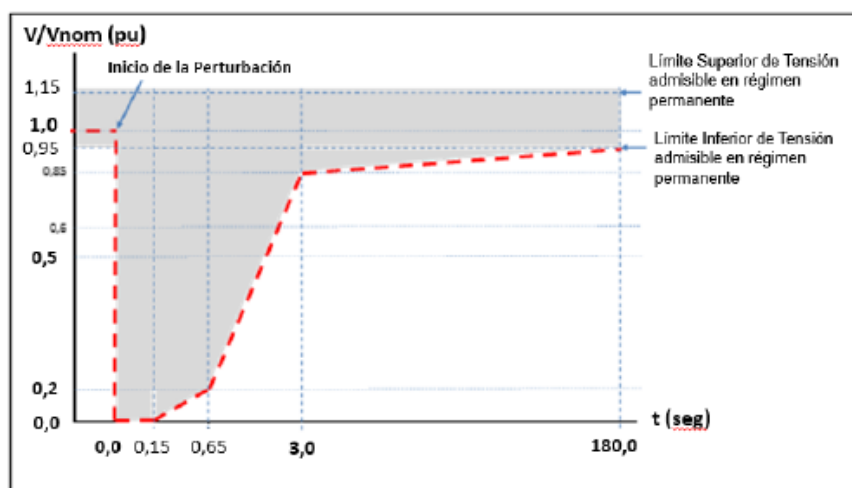


Figura 4.4 Curva tensión-tiempo del sistema de protección de tensión por fase.

Comentario y/o sugerencias:

CUMPLIMIENTO DE LA CURVA LVRT

En la Figure 1 y la Figure 2 se muestran los requerimientos que establece el PR-20 para el funcionamiento de la planta ante un hueco de tensión. Las acciones de control correspondientes deben implementarse al nivel del inversor, ya que son necesarias en tiempos muy rápidos.

Ambas curvas corresponden al Punto de Conexión (POI).

Con respecto a la inyección de corriente reactiva durante el hueco de tensión ilustrada por la Figure 2, normalmente ésta se establece a nivel local y no en el punto de interconexión, atendiendo a su implementación en el inversor. Por este motivo, se realiza una verificación a partir de evaluaciones de estado permanente de puntos característicos sobre las curvas tensión tiempo requeridas por la normativa. Los cálculos asumen que el inversor inyecta su

corriente nominal, cuya componente reactiva dependerá de la profundidad del hueco de tensión observada en bornes del inversor, tal como funciona el control real. Además, los cálculos se realizan para las posiciones máximas y mínimas del cambiador de tomas ilustradas en el Anexo I.

Opinión del COES

Consulta atendida.

Las curvas mencionadas en la figura efectivamente se encuentran referidas en alta tensión del transformador elevador (punto de referencia del control de planta), y como requisito mínimo se establece que su cumplimiento sea en esa referencia. En ese sentido, no es posible flexibilizar el requerimiento conforme se propone en la observación.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

8.75 Comentario 75 (ORYGEN) Requisitos CGNC

Capítulo 4, Anexo I

▪ Aporte de Corriente Reactiva durante el Hueco de Tensión

Se debe garantizar que no se consuma potencia reactiva en el lado de alta del transformador elevador mientras dure el Hueco de Tensión.

El aporte de corriente reactiva en el lado de alta del transformador elevador del parque de generación, durante el Hueco de Tensión debe ubicarse en la zona sombreada de la Figura 4.5. La velocidad de respuesta del controlador debe ser tal que se alcance al menos el 90 % de la corriente nominal antes de transcurridos 150 ms desde la detección de la falla.

Comentario y/o sugerencias:

Hacemos notar que, si bien se puede mejorar el perfil de tensiones en el POI subiendo la ganancia, sin embargo, esto puede ser a costa de un deterioro significativo en el nivel de amortiguamiento.

Asimismo, desde un punto de vista práctico, no es posible verificar la correspondencia entre la tensión en el POI con la contribución de corriente reactiva a partir de un ensayo, lo que sí es factible cuando esto se realiza a nivel de bornes de inversores.

Por estos motivos, se propone al COES ajustar una ganancia de 2 y realizar la prueba en bornes de inversores, verificando a partir de escalones en la medición de tensión, la contribución de corriente reactiva que corresponda para la gráfica del PR20 considerando que se aplica a nivel de inversor y no a nivel del punto de conexión.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

La propuesta requiere que se debe garantizar que no se consuma potencia reactiva en el lado de alta del transformador elevador, pudiendo ser este el punto de conexión del proyecto. En ese sentido, el requerimiento mínimo propuesto en la prepublicación del PR-20 no puede ser flexibilizado.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

8.76 Comentario 76 (ORYGEN) Requisitos CGNC

Capítulo 4, Anexo 1

Comentario y/o sugerencias:

Todo cumplimiento de control de potencia reactiva ya sea por modo control de tensión o modo control de potencia reactiva o modo control de factor de potencia, debe realizarse dentro de los límites de curva PQ establecido en Estudio de Operatividad y ratificado por el proceso de Ensayos de Homologación de Modelos y además manteniendo la tensión en bornes de maquina (inversor o aerogenerador) dentro de sus límites de operación normal en $\pm 5\%$ para evitar la desconexión de unidades por activación de protecciones propias.

Solo a modo de ejemplo, hacemos notar que la habilitación del modo de control de tensión en escenarios donde la tensión en POI es muy variable (por ejemplo al energizar un trafo o reactor), puede derivar en un aporte o absorción de reactivos generoso de las unidades de generación no convencional llevándolo cerca de sus límites de tensión en bornes de máquina o incluso haciéndolos desconectar por mínima o sobretensión, esto debido a que el control por electrónica de potencia suele tener una respuesta más rápida que el control automático del OLTC que funciona de forma electromecánica.

Opinión del COES

Sugerencia parcialmente aceptada.

El cumplimiento de este requisito es imperativo desde la etapa de diseño y se debe realizar dentro de los límites de la curva PQ establecido en el Estudio de Pre-operatividad y ratificado en el Estudio de Operatividad. El proceso de homologación es para obtener los modelos dinámicos con las características aprobadas en el Estudio de Operatividad.

Por lo tanto, se sugiere incluir dentro del numeral 4.2 del Anexo 5, el siguiente numeral:

“4.2.7. Verificación de la curva PQ

Se varía el punto de operación de la CGNC para la verificación del cumplimiento de la capacidad de absorción e inyección de potencia activa/reactiva en régimen permanente en el punto de control de referencia en todo el rango de operación indicado en el numeral 4.4.3 del Anexo 1. Se debe registrar la tensión, la potencia activa, la potencia reactiva y la frecuencia.”

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, Por lo tanto, se sugiere incluir dentro del numeral 4.2 del Anexo 5, el siguiente numeral:

“4.2.7 Verificación de la curva PQ

Se varía el punto de operación de la CGNC para la verificación del cumplimiento de la capacidad de absorción e inyección de potencia activa/reactiva en régimen permanente en el punto de control de referencia en todo el rango de operación indicado en el numeral 4.4.3 del Anexo 1. Se debe registrar la tensión, la potencia activa, la potencia reactiva y la frecuencia.”

8.77 Comentario 77 (ORYGEN) Subestaciones

Capítulo 5, Anexo 1

5.3.1 SUBESTACIONES AISLADAS EN AIRE (AIR INSULATED SUBSTATIONS – AIS)

a) AIS al exterior:

Cuando los equipos de alta tensión están en un patio. En este caso, se exige que los equipos sean instalados sobre soportes, a fin de que las partes energizadas estén a una altura tal que permita el tránsito de personas debajo de los equipos. Para el caso excepcional en que el equipo no se instalar sobre soportes, el área deberá estar cercada.

b) AIS al interior:

Cuando los equipos de alta tensión se instalan dentro de un edificio. En este caso, se exige que los equipos sean confinados en áreas cercadas con puertas de acceso que solamente pueden ser abiertas cuando los equipos están sin tensión.

Comentario y/o sugerencias:

Se sugiere corregir la redacción el numeral 5.3.1 del capítulo 5, Anexo 1.

Sustento:

Se indica que se aceptan dos tipos de subestaciones, sin embargo, en el desarrollo del procedimiento se hace mención a tres tipos de subestaciones.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

En el numeral 5.3 del PR-20 prepublicado, se indica claramente que son tres tipos de subestaciones:

"5.3 TIPOS DE SUBESTACIONES

*Las subestaciones que se acepta para el SEIN son de **tres** tipos:"*

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

8.78 Comentario 78 (ORYGEN) Requisitos Generales PR-20

Capítulo 5, Anexo 1

5.1 OBJETIVO Establecer los requisitos mínimos y criterios para el diseño de las nuevas subestaciones, ampliaciones y repotenciaciones de instalaciones eléctrica que se conectarán al SEIN, para estandarizar y mantener la confiabilidad y seguridad de la operación del SEIN dentro de los estándares de continuidad y calidad del suministro.

Comentario y/o sugerencias:

Respecto al numeral 5.1 de la propuesta, solicitamos agregar en el objetivo "**modificaciones de instalaciones existentes**", quedando el texto de la siguiente manera:

"5.1 OBJETIVO

*Establecer los requisitos mínimos y criterios para el diseño de las nuevas subestaciones, ampliaciones y repotenciaciones de instalaciones eléctrica que se conectarán al SEIN, **y modificaciones de las instalaciones existentes**, para estandarizar y mantener la confiabilidad y seguridad de la operación del SEIN dentro de los estándares de continuidad y calidad del suministro."*

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

El termino modificaciones es muy amplio, y incluirlo pondría muchas barreras a los agentes, ya que trabajos que actualmente se categorizan como mantenimiento como (cambio de relés, conductores, seccionadores, etc), estarían obligados a pasar por el proceso del PR-20.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

8.79 Comentario 79 (ORYGEN) Subestaciones

Capítulo 5, Anexo 1

5.4.4 COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO

Niveles de Aislamiento

La coordinación del aislamiento debe definir los niveles de aislamiento para que, tanto las instalaciones y los equipos puedan soportar las sobretensiones a las

Comentario y/o sugerencias:

Respecto al numeral 5.4.4 de la propuesta, solicitamos precisar que las sobretensiones de frente muy rapido (*Very Fast Front*) solo aplican a instalaciones de 500 kV.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Según lo indicado en el numeral 4.1 de la norma IEC 60071-2 las tensiones "Very Fast Front" pueden originarse por fallas u maniobras en subestaciones GIS y dependen de la configuración de la subestación GIS.

Por tanto, las sobretensiones "Very Fast Front" deben ser analizadas por el fabricante de las instalaciones GIS. En la prepublicación del PR-20 se pide al gestor que cuente con un documento de respaldo del fabricante respecto a las tensiones "Very fast Front" en subestaciones GIS. Por lo cual ORYGEN en este comentario y REP en sus comentarios 80, 85 y 92 indican como valor mínimo de análisis de este fenómeno 500 kV y 300 KV respectivamente. Puesto que dichos valores, no están considerados en la norma IEC 60071-2 del 2023, no se acepta la sugerencia. En todo caso para las subestaciones de 135 kV o 220 kV en el documento de respaldo del fabricante se podrá indicar que los fenómenos VFTO se dan para $U_m > 300$ kV con el respectivo sustento.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

8.80 Comentario 80 (ORYGEN) Subestaciones

Capítulo 5, Anexo 1

5.6.2 Interruptores

e) En configuración de barras en interruptor y medio, cuando se requiera mando sincronizado, se debe considerar mando sincronizado en los dos interruptores de maniobra del transformador, reactor o capacitor.

Comentario y/o sugerencias:

Respecto al numeral 5.6.2 (capítulo 5, anexo 1), se solicita indicar si aplica en caso sea necesario el mando sincronizado de acuerdo con el literal b.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

El requerimiento de mando sincronizado en los interruptores de maniobra en la configuración interruptor y medio aplica si una de las celdas es conformada por una unidad transformadora descrita en el literal b) del inciso 9

Puesto que lo indicado ya está considerado en el literal e) del inciso 9 no es necesaria ninguna modificación:

“e) En configuración de barras en interruptor y medio, **cuando se requiera mando sincronizado**, se debe considerar mando sincronizado en los dos interruptores de maniobra del transformador, reactor o capacitor.”

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

8.81 Comentario 81 (ORYGEN) Subestaciones

Capítulo 5, Anexo 1

Respecto al numeral 5.6.7 (capítulo 5, anexo 1), se solicita indicar el sustento por el cual se considera un requerimiento del 30% e indicar si se refiere a la potencia ante un cortocircuito, o a la potencia que puede tomar en régimen permanente el devanado terciario.

Sustento:

El requerimiento de 30% podría incrementar los costos, esto debe ser determinado por el fabricante en función a los esfuerzos del transformador ante un cortocircuito.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

El Devanado Terciario cumple con la función de devanado de compensación y entre otros contribuye a mantener las tensiones balanceadas en casos de fallas monofásicas en los circuitos que se conectan a los devanados de alta tensión.

La norma IEEE C57-158-2017 indica que para el dimensionamiento del devanado terciario se debe conocer a priori el nivel de corto circuito, nivel de resistencia de tierra en alta y baja tensión e impedancia de secuencia cero de la red en dichos puntos, a partir de estos parámetros da un lineamiento para dimensionar el devanado de compensación.

Sin embargo, en nuestro sistema eléctrico hay una diversidad valores de resistencia de puesta a tierra y corrientes de corto circuito que varían de acuerdo con la zona geográfica del proyecto y a los continuos cambios de la topología, debido al incremento de generación y líneas de transmisión, para lo cual, es mejor estandarizar un criterio mínimo que cubra esta diversidad de variables; que la misma Norma lo menciona como producto de la práctica.

Respecto a que podría incrementar los costos es importante considerar que los transformadores con terciario de potencia igual a 30% del primario ya están instalados en el sistema como parte del STTN y STTR, por lo que lo requerido no representa un incremento de costos.

Por lo tanto, para el dimensionamiento del devanado terciario de los transformadores se ha adoptado como criterio que sea el 30% de la potencia permanente (para carga) del devanado primario, criterio que también lo indica la referida Norma (IEEE C57-158-2017).

En ese sentido, se elaboró, un listado sugerido de las potencias nominales estandarizadas de los transformadores del STTN y STTR, listado el cual está en el literal f del inciso 12 del numeral 5.6.7 del PR-20 prepublicado.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

8.82 Comentario 82 (ORYGEN) Subestaciones

Capítulo 5, Anexo 1

Respecto al numeral 5.6.7 (capítulo 5, anexo 1), se solicita indicar que la propuesta solo aplica a los transformadores del Plan de Trasmisión.

Sustento:

En el caso de los transformadores asociados a proyectos de generación y demanda, no se debe pedir tal exigencia, ya que incrementa los costos, la capacidad para un transformador se dimensiona para la generación y demanda específica de un proyecto.

Opinión del COES

Sugerencia aceptada.

No se indica a que inciso del numeral 5.6.7 se refiere la observación, pero de lo indicado en el sustento se deduce que es referido al inciso 4:

En el inciso 4 del numeral 5.6.7 de PR-20 prepublicado se consideraba la capacidad del transformador en su etapa ONAN, lo que fue retirado para el sistema STL el cual incluye los transformadores de generación y de demanda.

Ver opinión del COES al Comentario 30 de ENGIE.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinergmin al Comentario 30 de ENGIE.

8.83 Comentario 83 (ORYGEN) Subestaciones

Capítulo 5, Anexo 1

5.4 Criterios de diseño eléctrico

5.4.1 Niveles de tensión nominal

(...)

definen las tensiones nominales y máximas para el sistema de transmisión: (Un=500 kV y Umax=550 kV; Un=220 kV y Umax=245 kV; y Un=138 kV y Umax=145 kV)

Comentario y/o sugerencias:

Respecto al numeral 5.4 (capítulo 5, anexo 1), se solicita especificar en la propuesta si se diseñará con base a la tensión nominal o tensión de operación.

Sustento:

En algunas subestaciones se presentan diferencias considerables y el equipo incluso puede ser superior.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Las instalaciones se diseñan en base a la tensión nominal

La tensión de operación es la "tensión de una barra, más conveniente técnicamente, a la cual el titular acuerda operarla. Su valor deriva de estudios especializado y puede variar." (Glosario de términos COES) En base a la tensión de operación se verifica el indicador de desempeño tensión (numeral 8.1 del PR-20).

La tensión de operación puede ser mayor o menor que la tensión nominal.

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

8.84 Comentario 84 (ORYGEN) Subestaciones

Capítulo 5, Anexo 1

5.4.2 CORRIENTES NOMINALES

Las corrientes nominales de las instalaciones serán definidas a partir de los valores de capacidad de transmisión indicados en la Tabla 3.1 del Cap. 3 de este Anexo 1. Los valores definidos serán estandarizados empleando los valores de las normas IEC.

Comentario y/o sugerencias:

Respecto al numeral 5.4.2 (capítulo 5, anexo 1), se solicita especificar que para el sistema de transmisión local en 220 kV la corriente nominal es de 656 A (250 MVA); es decir que los equipos de AT se pueden especificar para menor corriente y también los transformadores de corriente. Esto no está claramente establecido en este nuevo procedimiento, se solicita incluirlo para así evitar sobredimensionamientos innecesarios.

Sustento:

Como se puede apreciar, para 220 kV se ha incluido un concepto adicional (para STL); lo que establece una particularidad para instalaciones que forman parte del sistema de transmisión local.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

El párrafo mencionado es claro indicando la corriente nominal de los equipos incluidos los del sistema STL respecto de las capacidades de transmisión por límite térmico indicadas. En caso de que resultado de los estudios eléctricos se obtengan menores valores de corrientes para los años 1 y 3 se podría incluir relaciones de corriente menores en los TC.

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

8.85 Comentario 85 (ORYGEN) Subestaciones

Capítulo 5, Anexo 1

5.4.3 NIVELES DE CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO

El equipamiento y las instalaciones deben diseñarse para soportar como mínimo las corrientes de cortocircuito que se establecen en la Tabla 5.2, excepto en un transformador y reactor tipo shunt, en donde los niveles de cortocircuito son definidos por las impedancias propias de estos equipos

Tabla 5.2 Mínimas Corrientes de Cortocircuito para el Diseño

Tensión nominal (kV)	Troncal Nacional	Troncal Regional	Local
500	40 kA	--	40 kA (*)
220	--	40 kA (**)	40 kA (*)
138	--	--	31,5 kA (*)

(*) El diseño de las instalaciones en el Punto de Conexión, deberá considerar la corriente de cortocircuito de diseño considerado en este punto.

(**) Los equipos pueden considerar corrientes de cortocircuito superiores solo en caso de que las condiciones particulares, como parte de la expansión del sistema, así lo requieran.

Comentario y/o sugerencias:

Respecto al numeral 5.4.3 (capítulo 5, anexo 1), se sugiere que sea de 31.5 kA (**), es decir que si en el EPO se sustenta su necesidad se debe considerar.

Sustento:

La propuesta incrementa el nivel mínimo de cortocircuito de los equipos del sistema troncal regional de 31.5 kA a 40 kA. Al respecto, esto encarece los proyecto y podría no ser requerido estos niveles de ruptura, por lo que manifestamos nuestro desacuerdo ya que estos valores deben ser definidos en el EPO. Por otro lado, para el sistema local también piden 40 kA pero estas instalaciones se adaptan a la instalación del proyecto, en ese sentido la propuesta encarece los proyectos sin un sustento técnico/económico, por lo cual no estamos de acuerdo.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

El incremento de la corriente de cortocircuito 31.5 kA a 40 kA para STTR en la propuesta de PR-20, es para uniformizar con el valor de STTN y considerar el aumento de la corriente de cortocircuito en largo plazo. Respecto a los valores incluidos en Tabla 6.12 para instalaciones STL locales serán adaptadas al tamaño de la instalación, excepto en el punto de conexión donde deberá cumplir con los criterios de diseño establecidos en este punto. En ese sentido se sugiere modificar el numeral 5.4.3 del capítulo 5 del anexo 1 del PR-20 prepublicado:

“(…)

Tabla 5.2. Mínimas Corrientes de Cortocircuito para el Diseño

Tensión nominal (kV)	Troncal Nacional	Troncal Regional	Local
500	40 kA	--	40 kA (*)
220	--	40 kA (**)	40 kA (*)
138	--	--	31,5 kA (*)

(*) Las corrientes de cortocircuito que correspondan al STL serán adaptadas al tamaño de la instalación excepto en el Punto de Conexión, en la que deberá considerar la corriente de cortocircuito de diseño considerado en este punto.

(**) Los equipos pueden considerar corrientes de cortocircuito superiores solo en caso de que las condiciones particulares, como parte de la expansión del sistema, así lo requieran.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

8.86 Comentario 86 (ORYGEN) Subestaciones

Capítulo 5, Anexo 1

5.4.4 Coordinación del Aislamiento

describe de manera detallada los alcances y conceptos a considerar como:

- Niveles de aislamiento para sobretensiones de baja frecuencia
- Definición de los descargados de sobretensión y sugerencia de ubicación
- Niveles de aislamiento para sobretensiones transitorias
- Corrección del aislamiento externo por altitud (utilizando la norma IEC 60071-1 y 60071-2)
- Selección de la Línea de Fuga según norma IEC 60815-1; 60815-2 y 60815-3.

Tabla 5.4 Línea de fuga mínimas en función de la zona (fase-fase)

Zona	Altitud (m)	Nivel de contaminación	Línea de fuga específica (mm/kVf-f)
IA-Costa	$h \leq 1000$	Muy alta	31
IB-Selva	$h \leq 1000$	Media	20
II	$h > 1000$	Alta	25

Comentario y/o sugerencias:

Respecto al numeral 5.4.4 (capítulo 5, anexo 1), se sugiere que el COES establezca el valor de aislamiento externo de aislamiento del equipamiento en 138 kV; 220 kV y 500 kV para diversos niveles de altitud para el equipamiento convencional. Ello evitará sobredimensionamiento y/o subdimensionamiento de las instalaciones eléctricas.

Sustento:

El nuevo PR20 hace una descripción mucho más detallada del alcance que debe comprender el estudio de coordinación del aislamiento en las subestaciones de alta tensión; incluyendo de donde se debe tomar los factores de corrección por altitud; esto permitirá un mejor dimensionamiento del aislamiento externo de los equipos de las subestaciones.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Para el cálculo de aislamiento externo aparte del factor altitud, se consideran otros factores, por lo que para cada caso se debe realizar el estudio de coordinación de aislamiento.

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

8.87 Comentario 87 (ORYGEN) Subestaciones**Capítulo 5, Anexo 1****5.4.5 Servicios Auxiliares**

se realiza una descripción muchas más detallada en alcance y consideraciones como, por ejemplo:

- Contar con un grupo generador de emergencia
- En subestaciones del STL, deben tener como mínimo una fuente de alimentación en AC
- En subestaciones del STTN y STTR, deben tener dos fuentes de alimentación en AC
- a) Dos transformadores de servicios auxiliares, trifásicos, conectados al terciario de las unidades transformadoras de potencia de la subestación, mediante celda con interruptor.
- b) Un transformador de servicios auxiliares trifásico y, una fuente de alimentación externa proveniente de la red de servicio público.
- c) Un transformador de servicios auxiliares trifásico y un transformador de tensión tipo inductivo, conectado a la barra de la subestación.
- d) Dos juegos de transformadores de tensión tipo inductivo, conectados a cada una de las barras de la subestación.

Las cargas que requieren alimentación de corriente alterna se clasifican:

- Cargas con alimentación normal y de emergencia (A)

- Cargas con alimentación normal (B)
- Cargas con alimentación ininterrumpida (U)
- Descripción de las cargas de corriente continua, incluyendo el cargador rectificador y banco de baterías.

Comentario y/o sugerencias:

Respecto al numeral 5.4.5 (capítulo 5, anexo 1), se solicita especificar en la propuesta si se diseñará con base a la tensión nominal o tensión de operación.

Sustento:

Asimismo, ahora se establece una longitud de fuga unitaria más existente para la zona II (Sierra).

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

No se ha formulado bien el comentario. El comentario no corresponde a los servicios auxiliares que es el tema que se describe al inicio de la observación.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

8.88 Comentario 88 (ORYGEN) Subestaciones**Capítulo 5, Anexo 1****5.5 Criterios de Diseño Eléctromecánico****5.5.1 Campos Electromagnéticos**

(..)

se indican los valores que deben ser cumplidos dentro y fuera de la subestación; efecto corona y radio interferencia; e incluso la compatibilidad electromagnética.

Comentario y/o sugerencias:

Respecto al numeral 5.4 (capítulo 5, anexo 1), se solicita especificar la característica por el ruido que ocasionan los transformadores de potencia y el grupo electrógeno.

Sustento:

Esta información es necesaria para los estudios de Impacto Ambiental.

Opinión del COES: Sugerencia no aceptada.

Las características requeridas en subestaciones debidas al ruido que producen los equipos de la subestación entre los cuales tenemos a los transformadores de potencia y el grupo electrógeno se describen en el CNE-utilización vigente.

8.89 Observación 89 (ORYGEN) Subestaciones

5.5.2 Sistemas de Puesta a Tierra

(...)

también hace referencia al cumplimiento de la norma IEEE Std 80 y se incluye los materiales a utilizar en la malla de puesta a tierra como son el conductor de cobre desnudo y electrodos de acero revestido de cobre (copperweld).

Comentario y/o sugerencias:

Respecto al numeral 5.5.2 (capítulo 5, anexo 1), se solicita incluir en la propuesta la utilización de varillas de copperweld para los pozos de puesta a tierra dentro de las subestaciones.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Respecto a la malla de puesta a tierra en el PR-20 se pide el cumplimiento de la norma IEEE Std 80-2023 y el CNE. No se incluyen sugerencias constructivas de dicha malla.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

8.90 Comentario 90 (ORYGEN) Subestaciones

Capítulo 5, Anexo 1

5.5.3 Protección contra descargas atmosféricas

Todas las subestaciones del STTN y STTR deberán contar con blindaje contra descargas atmosféricas para la protección de sus equipos de patio y edificaciones. Las subestaciones del STL deberán contar con blindaje contra descargas atmosféricas cuando estén ubicadas en zonas de frecuentes descargas (zona sierra y selva).

Se incluye el uso de sala metálicas y/o jaulas faraday tambien.

Comentario y/o sugerencias:

Respecto al numeral 5.5.3 (capítulo 5, anexo 1), se solicita incluir el párrafo "Las zonas periféricas del patio que están fuera de ésta zona de protección serán protegidas mediante pararrayos". "5.5.3 Protección contra descargas

atmosféricas

Todas las subestaciones del STTN y STTR deberán contar con blindaje contra descargas atmosféricas para la protección de sus equipos de patio y edificaciones. Las zonas periféricas del patio que están fuera de ésta zona de protección serán protegidas mediante pararrayos , las subestaciones del STL deberán contar con blindaje contra descargas atmosféricas cuando estén ubicadas en zonas de frecuentes descargas (zona sierra y selva).

Se incluye el uso de sala metálicas y/o jaulas faraday tambien. "

Sustento:

Esto se debe incluir en el nuevo documento normativo debido a que hay zonas dentro del patio de llaves donde el sistema de apantallamiento no cubre en su totalidad como por ejemplo los edificios de control y para dar solución se incluye el uso de pararrayos del tipo punta franklin.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

La redacción indica: "Todas las subestaciones del STTN y STTR deberán contar con blindaje contra descargas atmosféricas para la protección de sus equipos de patio y edificaciones". Por lo tanto, comprende toda la subestación.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

8.91 Comentario 91 (ORYGEN) Subestaciones

Capítulo 5, Anexo 1

5.5.4 Protección contra incendios

para equipos de patio de llaves y sala de control mediante el uso de extintores Clase C según NFPA-10; y se incluye el diseño de la sala de control contra incendios como son:

- a) No usar materiales inflamables.
- b) Los accesos y salidas libres y señalizados, de manera que haya siempre una ruta de escape.
- c) Las puertas deben abrir hacia afuera y deben tener barra de apertura de la puerta

Comentario y/o sugerencias:

Respecto al numeral 5.5.4 (capítulo 5, anexo 1), se solicita especificar los requisitos de diseño para los sistemas contra incendios.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

El PR-20 incluye consideraciones mínimas de protección contra incendios, El CNE Suministro considera mayores detalles al respecto.

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

8.92 Comentario 92 (ORYGEN) Subestaciones**Capítulo 5, Anexo 1****5.6.1 Especificaciones técnicas generales**

(...)

Sismos: se definen la identificación de la zona sísmica según el mapa sísmico del Perú de la norma E.030 "Diseño Sismoresistente"; y definen el uso de la calificación sísmica de la norma IEEE Std 693 vigente para los equipos de AT y su estructura soporte.

Para subestaciones troncales (500 y 220 kV), los equipos de alta tensión y sus estructuras soporte, se les asignará la calificación sísmica "Nivel de performance sísmico alto", independientemente de la zonificación sísmica en donde se encuentre la subestación

Comentario y/o sugerencias:

Respecto al numeral 5.6.1 (capítulo 5, anexo 1), se solicita evaluar considerar los valores indicados en el anterior procedimiento, es decir $H=0.5g$.

Sustento:

Se tiene experiencia probada con esta aceleración sísmica ($H= 0.5g$) lo cual permitirá no sobredimensionar los equipos, incluso algunos fabricantes no cumplen con el requerimiento que se propone. El cumplimiento de la norma sísmica IEEE 693-2018 para High Performance establece una $H=1g$ lo que hace que los equipos sean más robustos y no se cuente aun con las pruebas con mesa vibratoria de cumplimiento por parte de los fabricantes.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Ya se revisó la propuesta de ORYGEN y REP en el presente numeral y en la opinión del COES al Comentario 78 de REP, respectivamente, según ello la versión final respecto a las solicitudes sísmicas es la presentada está en el PR-20 prepublicado.

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

8.93 Comentario 93 (ORYGEN) Subestaciones

Capítulo 5, Anexo 1

5.6.2 Interruptores

(...)

Respecto al Mando Sincronizado:

- Item 5.6.2 (9-b) Unidad transformadora de potencia con tensión primaria menor o igual a 220 kV, cuando su potencia sea mayor o igual a 50 MVA y además su relación de corto circuito (R_{cc}) sea menor o igual a 30.

La relación de corto circuito (R_{cc}), se calcula dividiendo la potencia de corto circuito del SEIN del punto de conexión, entre la potencia nominal de la unidad transformadora en condición de refrigeración ONAN.

De no cumplirse una de las dos condiciones, se podrán emplear interruptores tripolares, o unipolares con mando trifásico.

- Item 5.6.2 (9-e) En configuración de barras en interruptor y medio, se debe considerar mando sincronizado en los dos interruptores de maniobra del transformador, reactor o capacitor.

Comentario y/o sugerencias:

Respecto al numeral 5.6.2 (capítulo 5, anexo 1), se solicita especificar en que condición se debe aplicar el sistema de mando sincronizado en las unidades de transformación, reactores y capacitores que se instalen en el sistema eléctrico.

Sustento:

La instalación de mando sincronizado solo debe ser cuando sea requerido, ya que genera un costo innecesario.

Opinión del COES: Sugerencia no aceptada.

En la prepublicación del PR20 en el numeral 5.6.2 inciso 9 literal a y b se indican las consideraciones para el requerimiento de mando sincronizado en transformadores de potencia, en el literal c están mencionados los requerimientos para reactores y en el literal d los requerimientos para capacitores. En el literal e se indica que en configuración interruptor y medio "cuando se requiera" o sea cuando se cumplan alguno de los requerimientos de los literales a, b, c, d se debe considerar mando sincronizado en los dos interruptores de maniobra del transformador, reactor o capacitor.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

8.94 Comentario 94 (ORYGEN) Subestaciones

Capítulo 5, Anexo 1

5.6.4 Transformador de Corriente:

(1) El número de núcleos de protección y medición serán los requeridos según el equipamiento de protección y medición, propuestos en el diseño de la subestación. No obstante, como mínimo se requieren un núcleo de medición y tres (3) de protección.

(3-b) Los burden minimos serán:

	Transformador de corriente	
	Corriente secundaria:	Corriente secundaria:
	1 A	5 A
Núcleo de protección	Clase de precisión: 5P20	Clase de precisión: 5P20
	Burden: 15 VA (mínimo)	Burden: 50. VA (mínimo)

Comentario y/o sugerencias:

Respecto al numeral 5.6. 4 (capítulo 5, anexo 1), se solicita definir de manera técnica en el EPO que el dimensionamiento no debe ser limitado a las características mostradas en el cuadro (3-b), a menos que sea sustentado técnicamente.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Los requerimientos en los TC son características mínimas que garantizan una adecuada cargabilidad y no saturación de los TC en el EPO. En el momento que se elabora el EPO no se tienen los datos completos para realizar los estudio de cargabilidad y saturación de los TC con los que se podría sustentar un burden menor.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

8.95 Comentario 95 (ORYGEN) Subestaciones**PROYECTO OSINERGMIN (20/01/24)**

5.6.5 Transformador de Tensión

(...)

(1) Los transformadores de tensión pueden ser inductivos o capacitivos. Para el nivel de 500 kV, solo se utilizarán transformadores de tensión tipo capacitivo; excepto cuando sean instalados en una subestación tipo GIS o sean utilizados para servicios auxiliares, donde podrán ser inductivos.

(2) El número de devanados de protección y medición serán los requeridos según el equipamiento de protección y medición, propuestos en el diseño de la subestación. No obstante, como mínimo se requieren tres (3) devanados; un devanado para la protección principal, un segundo devanado para la protección de respaldo y un tercer devanado para la medición.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

No hay comentario o sugerencia que responder.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

8.96 Comentario 96 (ORYGEN) Subestaciones**PROYECTO OSINERGMIN (20/01/24)**

5.6.6 Descargadores de Sobretenensión

Los descargadores de sobretensión deberán instalarse en la entrada de la línea de transmisión a la subestación, en todos los devanados de las unidades transformadoras de potencia y en los reactores y capacitores conectados en derivación.

(...)

3) La corriente nominal de descarga y la clase de descarga de los descargadores de sobretensión será como se indica:

- a) Para el STTN en 500 kV: 20 kA, Clase Estación Alto (SH)
- b) Para el STTR en 220 kV: 20 kA, Clase Estación Alto (SH)
- c) Para el STL en 220 kV: 10 kA, Clase Estación Medio (SM)
- d) Para 132 kV: 10 kA, Clase Estación Bajo (SL)

(4) Los aisladores que sirven de cuerpo aislante (housing) a los descargadores de sobretensión pueden ser de porcelana. También, por razones sísmicas o de contaminación, se puede aceptar el aislamiento polimérico. El nivel de aislamiento de los aisladores (housing) deben corresponder como mínimo, a lo indicado en la norma IEC 60099 o aquella que la reemplace. En caso de altitudes mayores a 1000 msnm el aislamiento debe ser corregido (aumentarlo) según las normas IEC.

Comentario y/o sugerencias:

Respecto al numeral 5.6.6 (capítulo 5, anexo 1), se sugiere colocar el requerimiento del "contador de descarga" ya que no se indica; asimismo; que el pararrayos puede ser de uso exterior o puede ser incluido dentro de una subestación GIS.

Sustento:

Cuando se tiene una subestación GIS con salida en cable de energía en Alta Tensión, se recomienda que siempre cuente con pararrayos dentro de la GIS para evitar sobretensiones que perforan el aislamiento de los cables de energía.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

El requerimiento del contador de descargas está en el siguiente párrafo del numeral 5.6.6 del PR-20 prepublicado.

"Los descargadores de sobretensión deberán tener las siguientes características:

1. Ser del tipo Óxido de Zinc, **con contador de descargas.**"

Lo mencionado sobre subestación GIS con salidas de cables de alta tensión que deben contar con descargadores se indica en el inciso 9 del numeral 5.6.15 del PR-20 prepublicado.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

8.97 Comentario 97 (ORYGEN) Subestaciones

Capítulo 5, Anexo 1

- a) El diseño del transformador deberá considerar dos etapas de enfriamiento: ONAN / ONAF.
- b) Los transformadores (Fig.5.5(a)) y autotransformadores (Fig.5.5(b)) de potencia deben ser de tres y dos devanados, respectivamente.

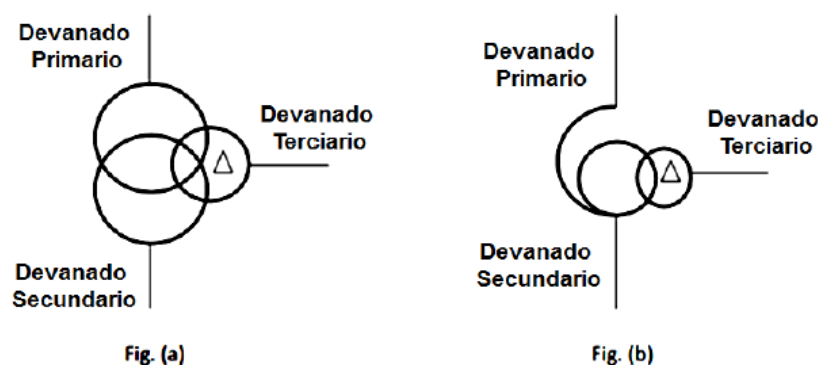


Figura 5.5: (a) Transformador, (b) Autotransformador.

Comentario y/o sugerencias:

Respecto al numeral 5.6.7 (capítulo 5, anexo 1), se sugiere:

- a) No limitar el número de devanados del transformador de potencia.
- b) Dejar a libre disponibilidad del fabricante el colocar esa potencia de diseño; o colocar un valor mínimo del 5%.

Sustento:

- a) Debido a que se puede tener cuatro devanados para los transformadores de potencia y tres devanados para los autotransformadores; esta aplicación se podría dar cuando en un sistema se cuente por ejemplo con niveles de tensión de 500/220/138 kV en una misma subestación y se requiera de un cuarto devanado de compensación y que sirva a su vez para alimentar los servicios auxiliares.
- b) Establecer una potencia mínima del 30% de la potencia de diseño para el devanado de compensación es elevado; encareciendo el precio del transformador y/o autotransformador de potencia.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Este numeral es relativo a transformadores de potencia del STTN y STTR, sistemas en los cuales los requerimientos son más conservadores. Aumentar el número de devanados permitidos en transformadores y autotransformadores conllevará concentrar en el mismo equipo 3 niveles de tensión y en caso de falla del transformador afectar a más niveles de tensión.

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

8.98 Comentario 98 (ORYGEN) Subestaciones

Capítulo 5, Anexo 1

5.6.8 COMPENSADOR SÍNCRONO

Los compensadores síncronos conectados en paralelo en determinadas barras del sistema para mejorar los niveles de cortocircuito y/o el control de la tensión deben contar con la capacidad nominal y los límites reactivos resultantes de los estudios eléctricos.

Comentario y/o sugerencias:

Respecto al numeral 5.4 (capítulo 5, anexo 1), se sugiere que se coloque un nombre más general, ya que se conoce en el mercado que existe equipos estáticos que también ofrecen inercia al sistema.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

El numeral 5.4 del capítulo 5 del Anexo 1 del PR-20 prepublicado, está referido a criterios de diseño eléctrico. La inercia se trata en los numerales 2.4.3 y 4.4.4, numeral este último donde se indica en forma general los equipos o mecanismos a emplear para emular inercia,

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

8.99 Comentario 99 (ORYGEN) Subestaciones

Capítulo 5, Anexo 1

5.6.9 EQUIPOS ESTÁTICOS DE COMPENSACIÓN REACTIVA (SVC)

La ubicación, tipo y el rango nominal de operación de los equipos estáticos de compensación reactiva (SVC) conectados en determinadas barras del sistema para el control de la tensión, serán resultado de estudios eléctricos. Dependiendo de la aplicación podrán tener control trifásico o control independiente fase por fase.

Los bancos de capacitores de los SVC deberán ser diseñados como filtros de armónicos para cumplir con la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE) y con la norma IEEE Std 519 (Ref. [25]), y también deberán tener su propio interruptor de maniobra para acoplarse.

5.6.10 COMPENSADOR ESTÁTICO SÍNCRONO (STATCOM)

No deben provocar interferencia en la operación de maniobra de reactores, bancos de capacitores, saturación de núcleos de la unidad transformadora, o en la operación de cualquier otro tipo de equipo, ni propiciar el inicio de condiciones de ferorresonancia.

Comentario y/o sugerencias:

Respecto al numeral 5.4 (capítulo 5, anexo 1), se sugiere indicar que el sistema de compensación STATCOM es por diseño equilibrado (misma potencia en la parte inductiva y la parte capacitiva); ello no se indica.

Sustento:

Es correcto que se haga la precisión e independización del SVC y el STATCOM, que son aplicaciones que se definen con necesidades particulares del sistema; pero en el caso del SVC se debe incluir los filtros de armónicos.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

En el numeral 5.6.10 del capítulo 5 del anexo 1 de la propuesta del PR-20 se incluyen características mínimas para la conexión al SEIN de los equipos STATCOM, en dicho numeral se incluye la curva característica V-I para definir los valores nominales inductivo y capacitivo.

Respecto a los SVC cuyas características mínimas para la conexión al sistema están descritas en el numeral 5.6.9 del capítulo 5 del Anexo 1 del PR-20 prepublicado, en dicho numeral se indica la necesidad de diseño con filtros de armónicos para cumplir la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE) y con la norma IEEE Std 519.

Por tanto, no se considera la sugerencia, puesto que ya está atendida en la prepublicación del PR-20.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

8.100 Comentario 100 (ORYGEN) Subestaciones**Capítulo 5, Anexo 1****5.6.15 SUBESTACIONES ENCAPSULADAS AISLADAS EN GAS SF6**

(...)

5. En las subestaciones GIS del STTN y STTR, los equipos y barras deben tener una disposición unipolar (cada fase en diferente encapsulado).

En las subestaciones GIS del STL, los equipos y barras podrán tener una disposición tripolar (las tres fases en el mismo encapsulado).

9. Las conexiones a las líneas aéreas podrán efectuarse con módulos de empalme GIS y aisladores pasantes con aislamiento exterior. También se podrán utilizar tubos aislados en gas para la prolongar la conexión de los aisladores pasantes con las líneas aéreas.

Las conexiones a las unidades transformadoras o reactores podrán efectuarse con módulos de empalme GIS y cables de alta tensión, en donde se deberán instalar descargadores de sobretensión en ambos extremos de los cables. También podrán utilizarse tubos aislados en gas para la conexión directa con los "bushing" de las unidades transformadoras o reactores.

Comentario y/o sugerencias:

Respecto al numeral 5.6.15 (capítulo 5, anexo 1), se sugiere:

1. Que en las subestaciones de 500 kV GIS del STTN y STTR, los equipos y barras deben tener una disposición unipolar (cada fase en diferente encapsulado) y en 220 kV se podría aceptar disposición tripolar y unipolar
2. Añadir "siempre que en su conjunto se cumpla con la exigencia sísmica de la norma IEEE 693 vigente"

5.6.15 SUBESTACIONES ENCAPSULADAS AISLADAS EN GAS SF6

(...)

5. En las subestaciones GIS del STTN y STTR, los equipos y barras deben tener una disposición unipolar (cada fase en diferente encapsulado). En las subestaciones GIS del STL, los equipos y barras podrán tener una disposición tripolar (las tres fases en el mismo encapsulado).

9. Las conexiones a las líneas aéreas podrán efectuarse con módulos de empalme GIS y aisladores pasantes con aislamiento exterior. También se podrán utilizar tubos aislados en gas para la prolongar la conexión de los aisladores pasantes con las líneas aéreas.

*Las conexiones a las unidades transformadoras o reactores podrán efectuarse con módulos de empalme GIS y cables de alta tensión, en donde se deberán instalar descargadores de sobretensión en ambos extremos de los cables. También podrán utilizarse tubos aislados en gas para la conexión directa con los "bushing" de las unidades transformadoras o reactores **siempre que en su conjunto se cumpla con la exigencia sísmica de la norma IEEE 693 vigente** "*

Sustento:

Existe en el mercado fabricantes que en 220 kV cuentan con tres fases en un mismo encapsulado; y si se solicita que cuenten con una fase en un diferente encapsulado entonces se debe ir a un equipo con una tensión mayor (300 kV por ejemplo).

Se sugiere que en las subestaciones de 500 kV GIS del STTN y STTR, los equipos y barras deben tener una disposición unipolar (cada fase en diferente encapsulado) y en 220 kV se podría aceptar disposición tripolar y unipolar, ya que no se debe limitar la tecnología a un solo fabricante.

Respecto a la conexión directa de los tubos aislados en gas con los bushing de las unidades transformadoras o reactores; se sugiere añadir "siempre que en su conjunto se cumpla con la exigencia sísmica de la norma IEEE 693 vigente.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

No se acepta la propuesta que en celdas de 220 kV del STTR se considere disposición tripolar; puesto que los sistemas STTR son de mayor exigencia técnica. En caso de falla de los componentes tripolares, toma mas tiempo su reparación lo que podría afectar en mayor medida al SEIN

Respecto a la norma sísmica IEEE 693, está ya está considerada en el PR-20 en general para los equipos de alta tensión y sus soportes (numeral 5.6.1 del Capítulo 5 del Anexo 1).

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

8.101 Comentario 101 (ORYGEN) Subestaciones

Capítulo 5, Anexo 1

Las protecciones contra descargas atmosféricas para los patios de las subestaciones serán diseñadas según la norma IEEE Std 998 (Ref. [34]). Para definir las zonas protegidas se utilizará el método de las esferas rodantes incluido en esta norma. En los edificios de control y casetas de campo de las subestaciones del STTN ubicados en zonas de alta densidad de descargas atmosféricas, se debe considerar la utilización de edificios metálicos, o alternativamente, la construcción civil con jaula de Faraday, como se muestra en la Figura 5.4.

Comentario y/o sugerencias:

Respecto al numeral 5.5.3 (capítulo 5, anexo 1), se solicita sustentar con el adecuado informe técnico/económico este requerimiento.

Sustento:

Es suficiente con apantallar las edificaciones con parrarayos Franklin.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Lo referido a la protección contra descargas atmosféricas en las subestaciones STTN y STTR esta descrito en el numeral 2.6.2 del procedimiento PR-20 vigente, aprobado el año 2021. En el numeral 5.5.3 del PR-20

prepublicado, se incluye lo relativo a la Jaula de Faraday requerimiento necesario para evitar la interacción entre los campos electromagnéticos de patio de llaves y los cableados de sistemas de control y protección, Jaula de Faraday, cuya inexistencia podría generar falsos disparos y actuaciones indebidas del sistema de control y protección.

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

8.102 Comentario 102 (ORYGEN) Protecciones

Capítulo 6, Anexo 1

6.3 Líneas de Transmisión

(...) En los esquemas RP-LT-01, RP-LT-02 y RP-LT-03 del adjunto de “Esquemas Eléctricos”, se muestran las protecciones mínimas según el nivel de tensión para líneas de transmisión cortas, medianas y largas. Para cualquiera de los esquemas indicados se debe garantizar la operación instantánea de la protección para el despeje de fallas monofásicas¹² dentro de los límites de tiempo establecidos en el presente Anexo 1, con **una resistencia mínima de falla de 25 Ω** .

Comentario y/o sugerencias:

Solicitamos el sustento técnico de considerar una resistencia de falla en el análisis, en caso propongan lo anterior para que las líneas seccionadas tengan protección diferencial, se considera más adecuado definir una longitud mínima, por ejemplo 20 km.

Sustento:

Dado que en todos los esquemas de protección se está considerando protección diferencial de línea, no queda claro la necesidad de considerar una resistencia de falla en el análisis, más aún cuando no se han definido los ajustes de protección.

Opinión del COES

Sugerencia aceptada

Se considera innecesario considerar una resistencia de falla en el análisis, por lo tanto, se sugiere modificar el numeral 6.3 del capítulo 6 del PR-20 prepublicado, en el siguiente sentido:

“(…)

6.3 Líneas de Transmisión

(...) En los esquemas RP-LT-01, RP-LT-02 y RP-LT-03 del adjunto de “Esquemas Eléctricos”, se muestran las protecciones mínimas según el nivel de tensión para líneas de transmisión cortas, medianas y largas. Para cualquiera de los esquemas indicados se debe garantizar la operación instantánea de la protección para el despeje de fallas monofásicas⁶ dentro de los límites de tiempo establecidos en el presente Anexo 1, ~~con una resistencia mínima de falla de 25 Ω .~~

(...)

Se incluye el siguiente texto:

(...)

6.3.2 DISPARO RÁPIDO ENTRE EL 0 Y EL 100 % DE LA LONGITUD DE LÍNEA

Para los niveles de tensión mayores a 100 kV se debe garantizar el disparo rápido al 100 % de la longitud de la línea, para lo cual deberá implementarse la protección diferencial de línea (87L) ~~y~~ la protección de distancia (21/21N) con teleprotección. **Independientemente del valor del SIR, para líneas de transmisión con longitudes menores a 20 km se debe implementar protección diferencial.**

(...)

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, los numerales 6.3 y 6.3.2 quedarán redactados de la siguiente manera:

(...)

6.3 Líneas de Transmisión

(...) En los esquemas RP-LT-01, RP-LT-02 y RP-LT-03 del adjunto de “Esquemas Eléctricos”, se muestran las protecciones mínimas según el nivel de tensión para líneas de transmisión cortas, medianas y largas. Para cualquiera de los esquemas indicados se debe garantizar la operación instantánea de la protección para el despeje de fallas monofásicas⁷ dentro de los límites de tiempo establecidos en el presente Anexo 1.

(...)

Se incluye el siguiente texto:

(...)

6.3.2 DISPARO RÁPIDO ENTRE EL 0 Y EL 100 % DE LA LONGITUD DE LÍNEA

⁶ A frecuencia Industrial (alrededor de 60 Hz)

⁷ A frecuencia Industrial (alrededor de 60 Hz)

Para los niveles de tensión mayores a 100 kV se debe garantizar el disparo rápido al 100 % de la longitud de la línea, para lo cual deberá implementarse la protección diferencial de línea (87L) y la protección de distancia (21/21N) con teleprotección. Independientemente del valor del SIR, para líneas de transmisión con longitudes menores a 20 km se debe implementar protección diferencial.

(...)

8.103 Comentario 103 (ORYGEN) Protecciones

Capítulo 6, Anexo 1

6.3 Líneas de Transmisión

(...) Los esquemas mencionados constituyen una referencia general para su implementación en las nuevas líneas de transmisión y en las generadas por el seccionamiento de líneas de transmisión existentes. **Sin embargo, debe tenerse en cuenta que, dependiendo de la importancia y criticidad, en una línea de menor tensión nominal puede requerirse un esquema de protecciones al igual que en una línea de tensión nominal superior.**

Comentario y/o sugerencias:

Respecto al numeral 6.3 (Capítulo 6, Anexo 1) , solicitamos indicar de forma expresa y clara , los casos de este nuevo requerimiento, los mismos que deben estar sustentados técnicamente.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Los esquemas de protección propuestos corresponden a las mínimas requeridas, mientras que la importancia y criticidad de una línea de menor tensión nominal, será evaluado y verificado para cada caso particular durante el EPO por lo que se sugiere mantener la propuesta.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

8.104 Comentario 104 (ORYGEN) Protecciones

Capítulo 6, Anexo 1

6.3.2 DISPARO RÁPIDO ENTRE EL 0 Y EL 100 % DE LA LONGITUD DE LÍNEA

Para los niveles de tensión mayores **a 100 kV** se debe garantizar el disparo rápido al 100 % de la longitud de la línea, para lo cual deberá implementarse la protección diferencial de línea **(87L)** o la protección de distancia **(21/21N)** con teleprotección.

Comentario y/o sugerencias:

Respecto al numeral 6.3.2 (Capítulo 6, Anexo 1) de la propuesta, referido al disparo rápido entre el 0 y el 100% de la longitud de la línea, no queda claro la necesidad de este numeral, si todas las líneas ingresaran con protección diferencial.

Opinión del COES

Sugerencia parcialmente aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 102 de ORYGEN.

Las líneas de transmisión deben contar el equipo de protección adecuado respecto a sus características (corta, media o larga) con la función diferencial y distancia con teleprotección.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinergmin al Comentario 102 de ORYGEN.

8.105 Comentario 105 (ORYGEN) Protecciones

Capítulo 6, Anexo 1

6.3.4 CARACTERÍSTICAS DE LA PROTECCIÓN DE DISTANCIA (2I/2IN) 8. Disparo por pérdida de sincronismo (78), **cuando el COES lo determine.**

Comentario y/o sugerencias:

Respecto al numeral 6.3.4 (Capítulo 6, Anexo 1) de la propuesta, solicitamos que este requerimiento debe ser definido en el EPO, evaluando cada caso particular.

Sustento:

En los relés de protección esta función es opcional y está asociado a un requerimiento especial al fabricante.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

La necesidad de activar esta función puede identificarse en etapas posteriores al EPO, por lo que es recomendable su evaluación cuando el COES lo determine.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

8.106 Comentario 106 (ORYGEN) Protecciones Estudios

Capítulo 6, Anexo 1

6.4.3 Relé de mando sincronizado

(…)

 $PN \geq 50 \text{ MVA}$ y además $R_{cc} \leq 30$ **Comentario y/o sugerencias:**

Respecto al numeral 6.4.3 (Capítulo 6, Anexo 1) de la propuesta, solicitamos indicar la fuente (normal, estandar, etc) donde se obtuvo los dos requisitos para que los transformadores de potencia instalen relé de mando sincronizado.

Sustento:

Con la aprobación de este requisito un transformador en la S.E. Ica o S.E. Piura Oeste de 50MVA, requerirá mando sincronizado, pero en la realidad no es necesario que cuente con uno.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

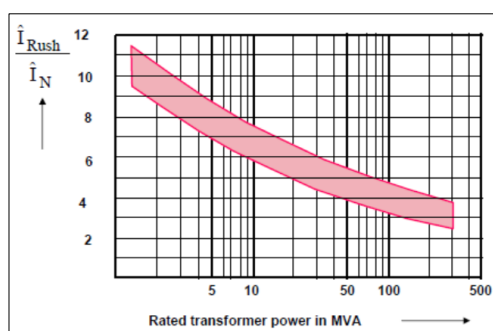
El criterio nace como resultado de los diversos estudios de Transitorios Electromagnéticos realizados en los de Estudios de Operatividad para la conexión de Transformadores (variaciones rápidas de tensión) y el uso del relé de mando sincronizado para tener mayor flexibilidad en la operación y menor afectación al SEIN. Se tomo en cuenta los resultados de dichos estudios para obtener un rango valido para considerar la instalación de relé de mando sincronizado, considerando el tamaño del transformador y la menor potencia de cortocircuito en el nodo de conexión (representación de la robustez del punto de conexión).

Tener la opción de cierre sincronizado en los transformadores del SEIN ayuda a:

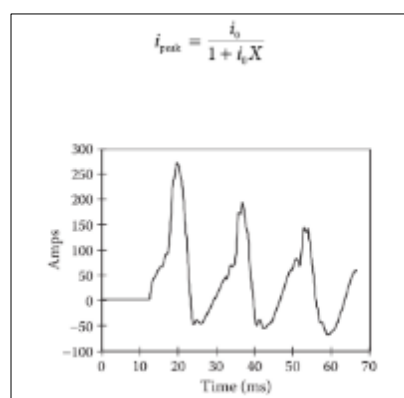
- Eliminar transitorios de voltaje o corriente
- Mejor calidad de la potencia
- Mayor tiempo de vida en los equipos (reducen los esfuerzos electromecánicos)

Por otro lado, el tamaño del transformador refleja la impedancia del transformador interno. Cuanto más grande es el transformador, menor es la impedancia que tiene y cuanto más pequeño es el transformador, mayor es la impedancia que tiene. Asimismo, el transformador más pequeño genera una corriente más alta ($I_{rush}/\text{Nominal}$) mientras que la duración de las corrientes de irrupción es generalmente más pequeña y decaen más rápido

(menor tiempo). Sin embargo, un transformador más grande tiene una corriente de irrupción comparativamente pequeña, pero de mayor duración. Como se muestra a continuación



Además, la impedancia de la fuente tiene alguna influencia en la magnitud y duración de la corriente inrush del transformador. Una impedancia más alta de la fuente en relación con el tamaño del transformador limita la corriente inrush del transformador, la relación entre la corriente de irrupción máxima y la impedancia de la fuente viene dada por:



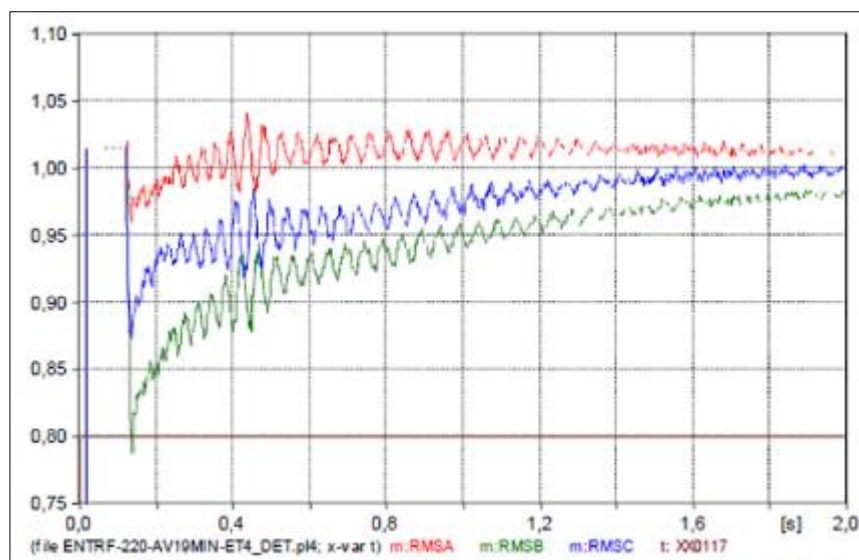
where

i_0 = peak inrush without source impedance in per unit of the transformer rated current

X = source impedance in per unit on the transformer kVA base

Además, las variaciones rápidas de voltaje (RVC) presentes durante la energización de transformadores se debe controlar y mejorar la calidad del servicio. El estándar IEEE. 1453 e IEC-61000-3-7 recomiendan niveles de planificación RVC indicativos, como cambios de voltaje del 3 al 5 % menos de cuatro veces al día, aunque hasta la fecha no se ha definido una metodología de medición del RVC en el SEIN, se espera que con el alto ingreso de generación usando inversores la RVC afecta la calidad del servicio, ante maniobras de energización.

En la siguiente figura durante la energización del transformador en la S.E. Zorritos 220 kV, se observa caídas de tensión mayor al 20% en la fase B, estos eventos de RVC son resultado sin usar equipos de cierre sincronizado.



Referencias:

- Electric Power Distribution Handbook, T.A. Short – Electric Power Research Institute.
- IEEE Guide for Protective Relay Applications to Power Transformers
- The analysis of power quality effects from the transformer inrush current – Seo & Kim, 2008-IEEE
- IEC 61000-4-30 Testing and measurement techniques – Power quality measurement methods.
- IEEE 1453-2022 Standard for Measurement and Limits of Voltage Fluctuations and Associated Light Flicker on AC Power System

Considerando lo anterior, se sugiere modificar el numeral 6.4.3 del capítulo 6 del Anexo 1 del PR-20 prepublicado, en el siguiente sentido:

6.4.3 RELÉ DE MANDO SINCRONIZADO

(...)

Para el caso de transformadores de potencia se instalará mando sincronizado en el lado de alta tensión cuando se cumpla lo siguiente:

$$P_N \geq 50 \text{ MVA, y } R_{cc} \leq 30$$

No será necesario instalar mando sincronizado cuando se cumpla:

$$P_N \geq 50 \text{ MVA, y } R_{cc} > 30$$

En otros casos con estudios de transitorios electromagnéticos se evaluará la necesidad cumpliendo el desempeño de operación y verificaciones las variaciones rápidas de tensión. (...)“

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

8.107 Comentario 107 (ORYGEN) Protecciones

Capítulo 6, Anexo 1

"6.6 REACTORES Y BANCOS DE CAPACITORES En el plano RP-SE-05 del adjunto de "Esquemas Eléctricos", se muestran las protecciones mínimas que deben tener los reactores de alta tensión. En todos los casos se trata de reactores en derivación con sus devanados conectados en estrella y con el neutro puesto a tierra sólidamente o a través de una impedancia.

Asimismo, se debe proporcionar protección redundante de alta velocidad, pudiendo implementar las funciones diferenciales y de sobrecorriente en dos relés diferentes (relés multifunción) **de diferente fabricante.**

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

La selección de los fabricantes de relés de protección corresponde a decisión de los titulares siempre y cuando cumplan con los requisitos establecidos en el PR-20.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES respecto a que la potestad de escoger fabricantes de relés, sin embargo, se considera oportuno para el caso de dos relés para una función deben ser de fabricantes distintos, de acuerdo a lo solicitado por ORYGEN, lo cual permitirá un análisis de la performance del sistema de protección con algoritmos distintos. Por lo tanto, el numeral 6.6 del Capítulo 6 del Anexo 1 del proyecto de modificación del PR-20 quedará redactado de la siguiente manera:

"6.6 REACTORES Y BANCOS DE CAPACITORES

En el plano RP-SE-05 del adjunto de "Esquemas Eléctricos", se muestran las protecciones mínimas que deben tener los reactores de alta tensión. En todos los casos se trata de reactores en derivación con sus devanados conectados en estrella y con el neutro puesto a tierra sólidamente o a través de una impedancia. Asimismo, se debe proporcionar protección redundante de alta velocidad, pudiendo implementar las funciones diferenciales y de sobrecorriente en dos relés diferentes (relés multifunción) de diferente fabricante.

(...)"

8.108 Comentario 108 (ORYGEN) Protecciones

6.10.1 MEDIDORES DE ENERGÍA

Los sistemas de medición deben respetar las disposiciones que se señalan a continuación

Comentario y/o sugerencias:

Respecto al numeral 6.10.1 (Capítulo 6, Anexo 1) de la propuesta, solicitamos indicar la ubicación de equipos de medición de BESS, SVC, STATCOM, reactores, capacitores, etc.

Opinión del COES

Sugerencia aceptada.

Para los casos especiales, el COES determinará la ubicación del punto de medición, por lo tanto, se sugiere la siguiente modificación:

(...)

- *Ubicación de los Puntos de Medición*

(...)

- *El COES podrá solicitar adicionalmente, con el debido sustento, la instalación de equipos de medición en otros puntos.*

- ***Para casos especiales, no considerados en los esquemas anteriores, el COES determinará la ubicación del punto de medición.***

(...)

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES.

8.109 Comentario 109 (ORYGEN) Protecciones

Capítulo 6, Anexo 1

6.10.2 UNIDAD DE MEDICIÓN FASORIAL (PMU)

Es de cumplimiento obligatorio la instalación de sistemas de medición fasorial (PMU) en los sistemas de protección de las siguientes instalaciones:

Comentario y/o sugerencias:

Respecto al numeral 6.10.2 (Capítulo 6, Anexo 1) de la propuesta, solicitamos indicar el motivo por el cual se está requiriendo PMU y PDC, estos deberían ser sustentados en el EPO para su instalación en particular.

Sustento:

Estos equipos tienen un costo muy elevado y afectaría el ingreso de CGNC por el incremento de costos.

Opinión del COES

Sugerencia parcialmente aceptada.

Los PMU y PDC actualmente son requeridos en proyectos del sistema de transmisión troncal, lo cual permitiría poder supervisar las redes a través de mediciones fasoriales en tiempo real que puede ser utilizado, entre otros, para la estimación de estado de las redes, u otras como en la implementación de esquemas de protección y control especiales. En ese sentido, se evidencia la necesidad de incorporar en esta recopilación de data al COES a las Centrales de Generación, por ejemplo, para el control de la potencia de salida del generador, que permita a futuro implementar estrategias ante determinadas condiciones operativas con resultados más precisos y en tiempo real.

No obstante, si bien la implementación de un PMU no acarrea un costo importante en la implementación del proyecto, el PDC si podría, en ese sentido. El nuevo proyecto podría considerar la implementación de un nuevo PDC, o en su defecto, la integración a algún PDC existente en el Punto de Conexión.

Por lo tanto, se sugiere modificar el numeral 6.10.2 del PR-20 prepublicado, en el siguiente sentido:

(...)

6.10.2 UNIDAD DE MEDICIÓN FASORIAL (PMU)

*En el caso de tener un solo PMU en sus instalaciones, el envío de las señales puede ser directo a los PDCs del COES. En el caso que cuente con más de un PMU, el Agente deberá implementar un PDC **o integrarse a un PDC existente en la subestación** para recopilar toda la información fasorial y de allí, remitirlos mediante un único canal de comunicaciones dedicado hacia los PDCs del COES.*

(...)

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, se sugiere modificar el numeral 6.10.2 del PR-20 prepublicado, en el siguiente sentido:

“6.10.2 UNIDAD DE MEDICIÓN FASORIAL (PMU)

(...)

En el caso de tener un solo PMU en sus instalaciones, el envío de las señales puede ser directo a los PDCs del COES. En el caso que cuente con más de un PMU, el Agente deberá implementar un PDC o integrarse a un PDC existente en la subestación para recopilar toda

la información fasorial y de allí, remitirlos mediante un único canal de comunicaciones dedicado hacia los PDCs del COES.

(...)"

8.110 Comentario 110 (ORYGEN) Protecciones

Capítulo 6, Anexo 1

Respecto al numeral 6.12 (Capítulo 6, Anexo 1) de la propuesta, solicita la separación en la imagen de planos de protecciones, para transformadores de SSAA de baja potencia.

Opinión del COES

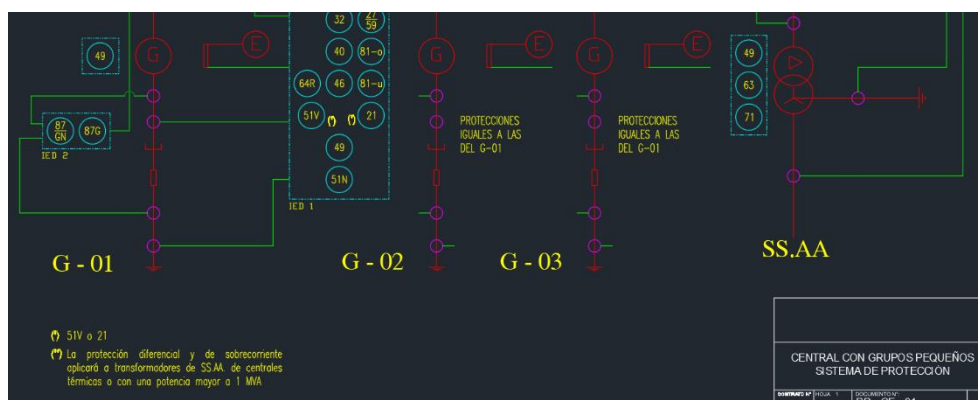
Sugerencia parcialmente aceptada.

Se sugiere la siguiente modificación a la nota (**) de los planos RP-CE-01 y RP-CE-02

(...)

(**) La protección diferencial y de sobrecorriente aplicará a transformadores de SS.AA. de centrales térmicas o con una potencia mayor a **1 MVA**.

(...)



Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, corresponde considerar lo sugerido por el COES en el presente comentario.

8.111 Comentario 111 (ORYGEN) Protecciones

Capítulo 6, Anexo 1

6.10.1 MEDIDORES DE ENERGÍA

Los sistemas de medición deben respetar las disposiciones que se señalan a continuación.

- Clase de Precisión de los Equipos

- De los transformadores de medición: 0,2
- De los medidores electrónicos: 0,2

Comentario y/o sugerencias:

Respecto al numeral 6.10.1 (Capítulo 6, Anexo 1) de la propuesta, se sugiere que los transformadores de corriente sean normalizados en 0.2 s.

Sustento:

Brindan un mayor rango de precisión.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

El numeral 6.10.1 hace referencia a los equipos de medición como requerimiento mínimo.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

8.112 Comentario 112 (ORYGEN) Protecciones**6.11.1 INSTALACIONES DEL STTN Y STTR**

El sistema de comunicaciones de respaldo debe estar soportado en cable tipo OPGW, ADSS o sistema de Onda Portadora digital. Las vías principales y de respaldo deben ser totalmente independientes una de otra físicamente.

En caso de tramos subterráneos, el sistema de comunicación principal será implementado mediante cables de fibra óptica dieléctricos soterrados y el de respaldo por otro similar u otro medio de comunicación.

Comentario y/o sugerencias:

Respecto al numeral 6.11.1 (Capítulo 6, Anexo 1) de la propuesta, se solicita agregar medio de comunicación vía microondas como respaldo.

6.11.1 INSTALACIONES DEL STTN Y STTR El sistema de comunicaciones de respaldo debe estar soportado en cable tipo OPGW, ADSS o sistema de Onda Portadora digital. Las vías principales y de respaldo deben ser totalmente independientes una de otra físicamente.

*En caso de tramos subterráneos, el sistema de comunicación principal será implementado mediante cables de fibra óptica dieléctricos soterrados y el de respaldo por otro similar ~~u otro medio de comunicac~~ión **o vía microondas.***

Opinión del COES

Sugerencia parcialmente aceptada.

La referencia de un medio de comunicación “similar” también puede considerar la vía microondas. En ese sentido, se acepta la recomendación de utilizar microondas como medio de comunicación de respaldo.

Además, se recomienda permitir la utilización de ADSS o cables de fibra óptica soterradas en caso de líneas de transmisión existentes en donde no sea posible instalar cable tipo OPGW.

En este sentido se recomienda modificar los numerales: 6.3, 6.3.3 y 6.11.1 del Anexo 1

“(…)

6.3 LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

*En el desarrollo del proyecto se debe calcular el SIR de manera que justifique la adecuada aplicación de los esquemas de protección y adecuada selección del esquema de teleprotección (POTT o PUTT) ya que se considera la posibilidad de usar onda portadora **o microondas** como sistema de comunicación de respaldo para STTR. Asimismo, justificar los esquemas de protección cuando se consideren seccionamiento de líneas*

(…)”

“(…)”

6.3.3 RESPALDO REMOTO

*Para los esquemas de teleprotección los relés con funciones de distancia y sobrecorriente direccional se podrán conectar a través de medios de transmisión en fibra óptica, **u** onda portadora **o microondas**.*

(…)”

“(…)”

6.11.1 INSTALACIONES DEL STTN Y STTR

Se debe proveer e instalar como mínimo dos (2) sistemas de comunicaciones independientes que tendrán el objetivo de operar, uno como principal y el otro como respaldo o “back-up” del principal, soportados en diferentes medios físicos.

*El sistema de comunicaciones principal debe estar soportado en cable tipo OPGW (Optical Ground Wire), constituido en su parte óptica por fibra óptica monomodo de 36 (treintiseis) hilos o más, que cumpla con la recomendación de la International Telecommunication Union ITU-T G.652.D, (Ref. [29]) ~~y~~ otra norma aplicable. **En caso de líneas de transmisión existentes en donde no sea posible instalar cable tipo OPGW, queda la alternativa de instalar cable tipo ADSS (All-Dielectric Self-Supporting).***

El sistema de comunicaciones de respaldo debe estar soportado en cable tipo OPGW, ADSS, sistema de Onda Portadora digital **o microondas**. Las vías principales y de respaldo deben ser totalmente independientes una de otra físicamente.

En caso de tramos subterráneos, el sistema de comunicación principal será implementado mediante cables de fibra óptica dieléctricos soterrados y el de respaldo por otro similar u otro medio de comunicación.

6.11.2 INSTALACIONES DEL STL

En instalaciones del STL no se requiere doble sistema de comunicación (principal y respaldo). Será suficiente con instalar un sistema de comunicaciones soportado en cable tipo OPGW (Optical Ground Wire), constituido en su parte óptica por fibra óptica monomodo de 36 (trentiseis) hilos o más, que cumpla con la recomendación ITU-T G.652.D (Ref. [29]) y otra aplicable.; ~~así como, lo establecido en el D.S. N° 034-2010-MTC y en la Resolución Ministerial N° 468-2011-MTC/03.~~

En caso de tramos subterráneos, el sistema de comunicación será ~~OPGW o ADSS.~~ **implementado mediante cables de fibra óptica dieléctricos soterrados.**

En caso de líneas de transmisión existentes en donde no sea posible instalar cable tipo OPGW, queda la alternativa de instalar cable tipo ADSS (All-Dielectric Self-Supporting) o cables de fibra óptica soterrados."

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, se sugiere la siguiente redacción de los numerales: 6.3, 6.3.3 y 6.11.1 del Anexo 1

"6.3 LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

En el desarrollo del proyecto se debe calcular el SIR de manera que justifique la adecuada aplicación de los esquemas de protección y adecuada selección del esquema de teleprotección (POTT o PUTT) ya que se considera la posibilidad de usar onda portadora o microondas como sistema de comunicación de respaldo para STTR. Asimismo, justificar los esquemas de protección cuando se consideren seccionamiento de líneas

(...)"

"6.3.3 RESPALDO REMOTO

(...)

Para los esquemas de teleprotección los relés con funciones de distancia y sobrecorriente direccional se podrán conectar a través de medios de transmisión en fibra óptica, onda portadora o microondas. (...)"

"6.11.1 INSTALACIONES DEL STTN Y STTR

Se debe proveer e instalar como mínimo dos (2) sistemas de comunicaciones independientes que tendrán el objetivo de operar, uno como principal y el otro como respaldo o "back-up" del principal, soportados en diferentes medios físicos.

El sistema de comunicaciones principal debe estar soportado en cable tipo OPGW (Optical Ground Wire), constituido en su parte óptica por fibra óptica monomodo de 36 (trentiseis) hilos o más, que cumpla con la recomendación de la International Telecommunication Union ITU-T G.652.D, (Ref. [29]) y otra norma aplicable.

El sistema de comunicaciones de respaldo debe estar soportado en cable tipo OPGW, ADSS, sistema de Onda Portadora digital o microondas. Las vías principales y de respaldo deben ser totalmente independientes una de otra físicamente.

En caso de tramos subterráneos, el sistema de comunicación principal será implementado mediante cables de fibra óptica dieléctricos soterrados y el de respaldo por otro similar u otro medio de comunicación.

6.11.2 INSTALACIONES DEL STL

En instalaciones del STL no se requiere doble sistema de comunicación (principal y respaldo). Será suficiente con instalar un sistema de comunicaciones soportado en cable tipo OPGW (Optical Ground Wire), constituido en su parte óptica por fibra óptica monomodo de 36 (trentiseis) hilos o más, que cumpla con la recomendación ITU-T G.652.D (Ref. [29]) y otra aplicable.

En caso de tramos subterráneos, el sistema de comunicación será implementado mediante cables de fibra óptica dieléctricos soterrados.

En caso de líneas de transmisión existentes en donde no sea posible instalar cable tipo OPGW, queda la alternativa de instalar cable tipo ADSS (All-Dielectric Self-Supporting) o cables de fibra óptica soterrados."

8.113 Comentario 113 (ORYGEN) Protecciones

Capítulo 7, Anexo 1

a) Señales análogas de tensión y corriente, proveniente de los transformadores de medida según la norma IEC 61850-9-2 LE [Ref. 40] (bus de proceso), **con la excepción de las señales análogas de tensión y corriente de los medidores de energía, las cuales se conectarán directamente**

Comentario y/o sugerencias:

Respecto al numeral 7.5.5 de la propuesta, sugerimos:

- 1) Implementar los requisitos necesarios referidos a ciberseguridad
- 2) Alcanzar los sustentos que limitan la nueva tecnología de subestaciones digitales, quitando competitividad de solución tecnológica
- 3) Plantear arquitecturas estandar de control, protección y automatización, tal cual se tiene en el PR-20 vigente.
- 4) Definir arquitecturas

Opinión del COES

Sugerencia parcialmente aceptada.

Se incluye requisitos referidos a ciberseguridad para lo cual se consideran los estándar IEC 62443 y NERC o la que los reemplace.

Por lo tanto, se sugiere modificar el numeral 7.5.5 del capítulo 7 del Anexo 1 del PR-20 prepublicado, en el siguiente sentido:

"7.5.5. SUBESTACIONES DIGITALES

(...)

El sistema de automatización y control de las subestaciones digitales requieren información digital a nivel de bus de estación. En ese sentido, el proceso de recolección de información se realizará desde los equipos de patio hasta los dispositivos de protección, control y medida (IEDs), utilizando el estándar IEC 61850 (Ref. [14]).

Los requisitos necesarios para la ciberseguridad serán tomados en cuenta de acuerdo con el estándar IEC 62443 y NERC o la que los reemplace.

(...)"

Por otro lado, con respecto a las subestaciones digitales y su aplicación en el STTN, ver respuesta del numeral 10.102.

Con respecto a las arquitecturas, los nuevos proyectos deberán desarrollar la ingeniería de la red y definir la topología a utilizar considerando los

lineamientos establecidos en el Capítulo 7 del Anexo 1 de la propuesta del PR-20.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, el numeral 7.5.5 del capítulo 7 del Anexo 1 del PR-20 prepublicado, quedará redactado de la siguiente manera:

"7.5.5 SUBESTACIONES DIGITALES

(...)

El sistema de automatización y control de las subestaciones digitales requieren información digital a nivel de bus de estación. En ese sentido, el proceso de recolección de información se realizará desde los equipos de patio hasta los dispositivos de protección, control y medida (IEDs), utilizando el estándar IEC 61850 (Ref. [14]).

Los requisitos necesarios para la ciberseguridad serán tomados en cuenta de acuerdo con el estándar IEC 62443 y NERC o la que los reemplace.

(...)"

8.114 Comentario 114 (ORYGEN) Procedimental

Anexo 2

"6. ESTUDIOS ELÉCTRICOS DEL PROYECTO

Estos requisitos se utilizan (...).

En el supuesto que el Proyecto involucre la implementación de un esquema de control y/o desconexión de generación, el resultado de este esquema y el número de puntos de medición asociados incluidos en el EPO son referenciales y pueden ser ajustados, aumentado o disminuyendo los puntos de medición, en la aprobación del EO.

En el caso de proyectos que ingresen al SEIN por etapas, (...)."

Sustento:

Previo a la implementación de estos esquemas, se debe impulsar la implementación oportuna del Plan de Transmisión.

Opinión del COES

Consulta atendida.

Ver opinión del COES al Comentario 3 de ENGIE.

Análisis de Osinergmin

De análisis de Osinergmin al Comentario 3 de ENGIE.

8.115 Comentario 115 (ORYGEN) ProcedimentalAnexo 2

"6.2.2 Horizonte y premisas del análisis

(...)

En los casos de proyectos de generación o de demanda, y de ser necesario para el cumplimiento de los indicadores de desempeño correspondientes a contingencias, el Gestor del Proyecto deberá considerar en el EPO la implementación de **esquemas especiales** para la desconexión o la reducción automáticas de potencia del Proyecto.

Asimismo, deberá prever la instalación de medios de comunicación y control requeridos para dicha implementación. Las lógicas y ajustes requeridos podrán ser definidos en el Estudio de Operatividad. **Según sea el caso, estas soluciones serán consideradas como temporales hasta el ingreso de las instalaciones de transmisión propuestas en el Plan de Transmisión.**

(...)"

Comentario y/o sugerencias:

COES debe considerar soluciones operativas para no incrementar los costos de inversión de proyectos

Opinión del COES

Consulta atendida.

Ver opinión del COES a los Comentarios 3 y 11 de ENGIE y Comentario 6 del SR ANDERSON SACAICO.

Análisis de Osinergmin

Ver análisis de Osinergmin a los Comentarios 3 y 11 de ENGIE y Comentario 6 del SR ANDERSON SACAICO.

8.116 Comentario 116 (ORYGEN) ProcedimentalAnexo 4

"2.3 EQUIPOS **FACTS**

(...)"

Comentario y/o sugerencias:

Respecto al numeral 2.3 (anexo 4), solicitamos que se precisen los requisitos para la integración de compensación reactiva, y se precise la definición de FACTS.

Sustento:

Solicitamos indicar la lista de quipos que son compensación reactiva

Opinión del COES

Consulta atendida.

Los equipos de compensación reactiva que no estén dentro del alcance de FACTS, están considerados como parte de la Subestación, por lo cual aplican los requisitos del numeral 2.1 (anexo 4).

Con relación a la definición de FACTS, corresponde a la abreviatura de "Flexible AC Transmission Systems", que involucra los equipos basados en electrónica de potencia diseñados para mejorar la eficiencia, flexibilidad y confiabilidad de los sistemas de transmisión, en este sentido en el numeral 4.3 del anexo 5 se indican alguno de los equipos FACTS existentes.

Por lo mencionado considera que no es alcance del PR-20 incluir esta definición, ya que es un término completamente técnico utilizado internacionalmente y no genera confusión en su interpretación.

FACTS Flexible AC transmisión System

Lista de equipos de compensación reactiva:

Capacitor serie

Capacitor paralelo

Rector serie

Reactor shunt

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

8.117 Comentario 117 (ORYGEN) BESS

Anexo 4

"2.6 SISTEMA DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ACTIVA

- **Pruebas de eficiencia.**
- **Pruebas de homologación de los controladores, detalladas en el Anexo 5.**
- **Pruebas de los relés de protección."**

Comentario y/o sugerencias:

Respecto al numeral 2.6 (anexo 4) de la propuesta, solicita incorporar la siguiente precisión:

" En caso el Generador desee instalar un sistema de almacenamiento de energía debe cumplir con:

"2.6 SISTEMA DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ACTIVA

- **Pruebas de eficiencia.**
- **Pruebas de homologación de los controladores, detalladas en el Anexo 5.**
- **Pruebas de los relés de protección."**

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

La propuesta del numeral 2.6 del anexo 4 del PR-20 está referido a las pruebas de puesta en servicio requeridas para la integración de los sistemas de almacenamiento de energía activa con baterías, ya sea que este sistema se vaya a instalar para brindar el servicio de Regulación de Frecuencia, Mejoramiento del Factor de Planta o como inercia sintética de una central de generación. En ese sentido, para la integración de estas instalaciones al SEIN, la realización de estas pruebas debe darse indistintamente de que el sistema de almacenamiento sea instalado por el generador. Por este motivo, se sugiere no aceptar la propuesta de modificación.

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

8.118 Comentario 118 (ORYGEN) Procedimental

Anexo 2

"3.4 CONFORMIDAD DE USO DE INSTALACIONES DE TERCEROS

La conformidad de terceros por el uso de sus instalaciones **o convenio de conexión** para la conexión otorgada por su titular o mandato de conexión otorgado por OSINERGHMIN."

Comentario y/o sugerencias:

Respecto al numeral 3.4 (anexo 4) de la propuesta sugerimos incorporar "y acuerdos con el titular de la instalación", para lo cual proponemos:

"3.4 CONFORMIDAD DE USO DE INSTALACIONES DE TERCEROS

La conformidad de terceros por el uso de sus instalaciones **o, convenio de conexión y acuerdos con el titular de la instalación** para la conexión otorgada por su titular o mandato de conexión otorgado por OSINERGHMIN."

Sustento:

En la actualidad también se presentan acuerdos, por lo que solicitamos estos puedan ser incluidos.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Tanto la conformidad de terceros, que se expresa con carta, como el convenio de conexión, corresponden a documentos que sustentan y garantizan el acuerdo entre las partes; sin embargo, la inclusión de un acta de acuerdos tal como se propone podría referirse a un avance parcial mas no total de coordinación entre las partes.

Por lo tanto, se sugiere no aceptar la propuesta de cambio.

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

8.119 Comentario 119 (ORYGEN) Procedimental

Anexo 2

"4.1 INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN

(...)

c) Resultados de las pruebas de los relés de protección **y de los esquemas especiales de protección instalados en las subestaciones.**

(...)

e) Las Fichas Técnicas definitivas, según el **formato del** Apéndice A del presente Anexo."

Comentario y/o sugerencias:

Respecto al numeral 4.1 (anexo 4) de la propuesta, solicitamos que se defina el término "esquema especial de protección".

Opinión del COES

Sugerencia aceptada.

Se evidencia la necesidad de incluir la definición "Esquema Especial de Protección", que es una expresión muy utilizada en el PR-20.

Por lo tanto, se sugiere incluir la definición del "Esquema Especial de Protección", modificar el numeral 6.2.2 y otros numerales a fin de uniformizar este término:

- Definiciones

(...)

6.9 Estudio de Operatividad (EO)

6.10 Esquema Especial de Protección

Es un conjunto de elementos de control y/o protección que sirven para detectar y controlar de manera automática condiciones anormales de operación a fin de prevenir la propagación de perturbaciones severas en el sistema eléctrico. Según el uso, este esquema estará conformado por relés de monitoreo y/o relés de control con sus respectivas lógicas, y los medios de comunicación.

6.101 Ficha Técnica (...)

6.112 Gestor del Proyecto (...)

6.123 Potencia Nominal de una Central de Generación

6.134 Protecciones Coordinables (...)

6.145 Protecciones No Coordinables (...)

6.156 Pruebas de Puesta en Servicio (...)

6.167 Pruebas en Blanco (...)

6.178 Punto de Conexión (...)

6.189 Sistema de Transmisión Local (STL) (...)

6.1920 Titular de la Instalación (...)

6.201 Tercero Involucrado (...)

- Numeral 6.0 del Anexo 2 del PR-20

6. ESTUDIOS ELÉCTRICOS DEL PROYECTO

(...)

En el supuesto que el Proyecto involucre la implementación de un **Esquema Especial de Protección para el esquema de** control y/o desconexión de generación, el resultado de este esquema y el número de puntos de medición asociados incluidos en el EPO son referenciales y pueden ser ajustados, aumentado o disminuyendo los puntos de medición, en la aprobación del EO.

- Numeral 6.2.2 del Anexo 2 del PR-20

"6.2.2 Horizonte y premisas del análisis

(...)

En los casos de proyectos de generación o de demanda, y de ser necesario para el cumplimiento de los indicadores de desempeño correspondientes a contingencias, el Gestor del Proyecto deberá considerar en el EPO la implementación de **un Eesquemas Eespeciales de Protección** para la desconexión o la reducción automáticas de potencia del Proyecto. Asimismo, deberá prever la instalación de medios de comunicación y control requeridos para dicha implementación. Las lógicas y ajustes requeridos podrán ser

definidos en el Estudio de Operatividad. ~~Según sea el caso, estas soluciones serán consideradas como temporales hasta el ingreso de las instalaciones de transmisión propuestas en el Plan de Transmisión.~~

En el caso de los proyectos de generación concurrentes, señalados en el inciso 4 del numeral 9.6 del procedimiento, para condiciones de **operación normal contingencias o eventos no previstos**, adicionalmente al equipamiento descrito en el párrafo precedente, se implementará, de ser el caso, una unidad central de control para la reducción **y/o desconexión** automática de generación del conjunto de proyectos de generación en el mismo Punto de Conexión o zona de influencia, **o su integración a este esquema**, con los respectivos medios de comunicación y control requeridos para dicha implementación, **según lo aprobado en el EPO.**

Estos esquemas estarán habilitados hasta que ingresen los proyectos del Plan de Transmisión previstos en la zona de influencia, que solucionen las restricciones presentadas.

(...)

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, se sugiere incluir la definición del “Esquema Especial de Protección”, modificar el numeral 6.2.2 y otros numerales a fin de uniformizar este término:

“6.10 Esquema Especial de Protección

Es un conjunto de elementos de control y/o protección que sirven para detectar y controlar de manera automática condiciones anormales de operación a fin de prevenir la propagación de perturbaciones severas en el sistema eléctrico. Según el uso, este esquema estará conformado por relés de monitoreo y/o relés de control con sus respectivas lógicas, y los medios de comunicación.

- 6.11 Ficha Técnica (...)
- 6.12 Gestor del Proyecto (...)
- 6.13 Potencia Nominal de una Central de Generación
- 6.14 Protecciones Coordinables (...)
- 6.15 Protecciones No Coordinables (...)
- 6.16 Pruebas de Puesta en Servicio (...)
- 6.17 Pruebas en Blanco (...)
- 6.18 Punto de Conexión (...)
- 6.19 Sistema de Transmisión Local (STL) (...)

6.20 Titular de la Instalación (...)

6.21 Tercero Involucrado (...)

Numeral 6.0 del Anexo 2 del PR-20

"6. ESTUDIOS ELÉCTRICOS DEL PROYECTO

(...)

En el supuesto que el Proyecto involucre la implementación de un Esquema Especial de Protección para el control y/o desconexión de generación, el resultado de este esquema y el número de puntos de medición asociados incluidos en el EPO son referenciales y pueden ser ajustados, aumentando o disminuyendo los puntos de medición, en la aprobación del EO."

Numeral 6.2.2 del Anexo 2 del PR-20

"6.2.2 Horizonte y premisas del análisis

(...)

En los casos de proyectos de generación o de demanda, y de ser necesario para el cumplimiento de los indicadores de desempeño correspondientes a contingencias, el Gestor del Proyecto deberá considerar en el EPO la implementación de un Esquema Especial de Protección para la desconexión o la reducción automáticas de potencia del Proyecto. Asimismo, deberá prever la instalación de medios de comunicación y control requeridos para dicha implementación. Las lógicas y ajustes requeridos podrán ser definidos en el Estudio de Operatividad.

En el caso de los proyectos de generación concurrentes, señalados en el inciso 4 del numeral 9.6 del procedimiento, para condiciones de contingencias o eventos no previstos, adicionalmente al equipamiento descrito en el párrafo precedente, se implementará, de ser el caso, una unidad central de control para la reducción y/o desconexión automática de generación del conjunto de proyectos de generación en el mismo Punto de Conexión o zona de influencia, o su integración a este esquema, con los respectivos medios de comunicación y control requeridos para dicha implementación, según lo aprobado en el EPO.

Estos esquemas estarán habilitados hasta que ingresen los proyectos del Plan de Transmisión previstos en la zona de influencia, que solucionen las restricciones presentadas.

(...)"

8.120 Comentario 120 (ORYGEN) **Homologación**

Anexo 5

8. ANEXOS

Anexo 8.1: Formato de Acta de las Pruebas de Homologación

Anexo 8.2: Formato del Informe de Homologación

Anexo 8.3: Instrucciones para presentar el Modelo Masa-Resorte del conjunto Turbina-Generador deberá contener:

El detalle del modelo seleccionado o desarrollado de los controladores descritos en el presente anexo.

Los parámetros de ajuste de los controladores. Los resultados de las simulaciones de los controladores.

El modelo homologado, mediante el cual se realizará la comparación entre los registros de las pruebas ejecutados en campo y la respuesta del modelo matemático en el modelo eléctrico del SEIN del software establecido por el COES.”

Opinión del COES

Consulta atendida.

No se formuló observación.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

9. **Comentarios de Red de Energía del Perú S.A. (REP)**

9.1 **Comentario 1 (REP) **Procedimental****

Numeral 9.5 Alcance del EPO

“9.5

(...)

El documento de alcances del EPO tendrá una validez de seis (06) meses, tiempo en el que el Gestor del Proyecto deberá presentar el EPO. En proyectos cuya complejidad técnica lo amerite, el COES podrá establecer un plazo de validez mayor, a solicitud del Gestor de Proyectos, expresado en su carta de solicitud de alcances. El plazo de validez establecido en el documento de alcances del EPO es improrrogable.”

Se observa lo siguiente:

No se especifica cual será el proceso que se deberá seguir el Gestor para solicitar un mayor plazo de validez.

Pasados los 6 meses, y al perder vigencia el documento de alcance, el Gestor del proyecto deberá solicitar nuevamente la determinación del alcance del proyecto al COES, generando un reproceso.

Si el plazo de validez del documento es insuficiente para presentar la versión inicial del estudio, el Gestor del Proyecto debería tener una opción de ampliación de plazo por 6 meses adicionales, por única vez, presentando el sustento de su pedido para consideración del COES.

Sustento

Al respecto, se debe considerar lo siguiente:

Se debe especificar los pasos a seguir, requisitos necesarios y etapa (periodo) para solicitar un plazo de validez mayor a fin de tener una mayor claridad del proceso a seguir.

Se debe reconsiderar el limitar el plazo para la vigencia del documento de alcance, dado que el incorporar un nuevo hito podría conllevar a reiniciar el proceso, significando una demora en la aprobación del EPO (considerando que todos los agentes toman los plazos máximos, establecidos en el PR-20 vigente, para dar respuesta, generar observaciones y continuar la gestión). Sin perjuicio de lo mencionado

anteriormente, consideramos que, si se requiere definir un plazo máximo para la presentación del EPO desde la determinación del alcance por el COES, éste se defina como mínimo en 12 meses, con opción de prórroga a evaluación de COES.

La propuesta del COES señala que el plazo de validez del documento es improrrogable, lo cual generaría un perjuicio en plazos, si el periodo de validez del documento es insuficiente para presentar la versión inicial del estudio, por ello se debe considerar que el Gestor del Proyecto pueda solicitar una ampliación de plazo por 6 meses adicionales, por única vez, presentando el sustento de su pedido para consideración del COES.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 7 de la SNMPE.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

9.2 Comentario 2 (REP) Procedimental

Incisos 1 y 5 del numeral 9.13

El Proyecto Normativo considera en los incisos 1 y 5 del numeral 9.13 que la vigencia del Certificado de Conformidad del EPO concluye entre otros:

“1. *Cuando, de acuerdo a los informes de OSINERGMIN o el MINEM, se advierta que el proyecto no se conectará en el Punto de Conexión aprobado en el EPO o cuando el Punto de Conexión aprobado en el EPO corresponde a una instalación futura que cuenta con EPO aprobado y este último pierde su vigencia.*

(...)

5. *Cuando se haya modificado o se advierta una condición del Sistema o futura modificación de las características técnicas del Punto de Conexión aprobado en el EPO, y que el COES determine, que esto hace inviable la conexión del proyecto.*

(...)”

Respecto a los proyectos del SGT que ya tienen un punto de conexión y un alcance, no deberían afectarse, ni tampoco deberían estar expuestos a que se les retire el EPO, dado que estos puntos de conexión están establecidos en Contratos.

Sustento

No se debería dar esta posibilidad, dado que estos puntos de conexión están establecidos en Contratos y la modificación de puntos de conexión conlleva a incumplimientos y penalidades, por lo cual el COES debería garantizar que no se muevan dichos puntos de conexión, más aun teniendo en cuenta que los puntos de conexión han sido definidos en los Planes de Transmisión.

Opinión del COES

Sugerencia parcialmente aceptada.

No se prevé modificación del inciso 1 del numeral 9.13 del PR-20 prepublicado. Ver opinión del COES al Comentario 7 de ORYGEN.

Respecto al inciso 5 del numeral 9.13. Ver opinión del COES al Comentario 8 de ENGIE.

De otro lado, según lo establecido en el numeral 9.14 del PR-20 prepublicado la vigencia de los EPO elaborados por el COES, incluido en los anteproyectos del Plan de Transmisión (PT), concluyen indefectiblemente por la causal prevista en el inciso 1 del numeral 9.13 que se hará efectiva cuando se advierta que el proyecto no se ha conectado en el Punto de Conexión aprobado en el PT.

Al respecto, la modificación o cambio del Punto de Conexión de estos EPO es una posibilidad muy remota, dado que el Punto de Conexión aprobado corresponde generalmente a una instalación existente y en algunos casos, a una instalación de un PT anterior:

- a) De ser una instalación existente, el EPO del PT deberá ser considerado por otros proyectos que utilicen el mismo punto a fin de reservar el espacio para su conexión.
- b) De ser un Punto de Conexión de un PT anterior, dicho EPO, en caso existan retrasos en su implementación, según lo establecido en el PR-20 prepublicado, podría extender su vigencia hasta por 4 años adicionales al año de ingreso previsto en el PT. Por ejemplo, en el caso de los EPO del PT 2025-2034, el año de aprobación sería a inicios de 2025 con un año de ingreso previsto para el 2030; en consecuencia, la vigencia se extendería hasta el 2034, es decir el EPO del Punto de Conexión se mantendría vigente por 10 años desde su aprobación.

Por otra parte, es importante señalar que el EPO elaborado por el COES ya no requerirá pasar por este mismo proceso, solo se requerirá del EO, condición que reduce notablemente el tiempo para la implementación del proyecto.

Ahora bien, aun cuando la modificación o cambio del Punto de Conexión de estos EPO sea una posibilidad muy remota, tal como se indicó en los párrafos anteriores, es una posibilidad que el PR-20 debe tomar en cuenta, procurando en todo momento, desde lo que permite el PR-20, asegurar la viabilidad del Punto de Conexión.

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinerghmin al Comentario 8 de ENGIE.

9.3 Comentario 3 (REP) Procedimental

Numeral 9.14

Respecto a la remisión de los anteproyectos a los Terceros Involucrados, se debe precisar a qué etapa se hace referencia, la cual deberá corresponder a una etapa previa a la presentación de la Propuesta Preliminar.

Además, se debe evaluar el tratamiento para los casos donde el COES señala no tener competencia para opinar, dado que corresponde posiblemente a opinión del MINEM. En estos casos, se debe prever que la absolución de observaciones del COES debe venir acompañado de la respuesta del MINEM. La cual también debería estar considerada previa a la presentación de la Propuesta Preliminar.

Sustento

Se destaca la importancia de la remisión de anteproyectos a terceros involucrados, ya que permite identificar y resolver posibles conflictos antes de la construcción del proyecto. Sin embargo, es necesario tener en cuenta que la falta de claridad en cuanto a los plazos y la responsabilidad de cada parte puede generar retrasos y confusiones en el proceso.

Además, se sugiere que la respuesta del MINEM acompañe la absolución de las observaciones del COES, para evitar confusiones y asegurar la continuidad del proceso de aprobación del proyecto.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Respecto a la oportunidad en que se remite la copia de los anteproyectos (EPO) a los Terceros Involucrados, según lo indicado en el numeral 9.14 del PR-20 prepublicado, esta remisión se realizaría en la fecha de presentación de la Propuesta del Plan de Transmisión (PT), es decir, el 01 de junio aproximadamente, fecha en que se publica la Propuesta del PT en el portal de internet del COES; a partir de ese momento, se establecen dos etapas de revisión de los EPO por parte de los Terceros Involucrados, la 1era de 20 dh y la segunda de 10 días hábiles. Luego de la absolución de observaciones de los TI y posiblemente de otros entes del sector eléctrico como el MINEM y el OSINERGHMIN, se presentaría la versión final de los EPO aproximadamente el 14 de setiembre, fecha en que se publica la Propuesta Definitiva de PT en el portal de internet del COES.

Respecto a la sugerencia de incluir en la absolución de observaciones aquellas respuestas del MINEM que no son competencia del COES, cabe señalar que no es posible asignar esta responsabilidad al MINEM dado que no participa en el proceso de absolución de las observaciones.

Por lo tanto, se sugiere no aceptar la propuesta de cambio.

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

9.4 Comentario 4 (REP) Procedimental

Numeral 9.14

Del numeral 9.14 del Proyecto Normativo:

(...) En el caso que se configuren las condiciones indicadas en los incisos 3 y 5 del numeral 9.13 del presente procedimiento, el Gestor del Proyecto podrá solicitar al COES mantener la vigencia del EPO. Para este fin, el Gestor del Proyecto deberá evaluar las eventuales modificaciones al equipamiento aprobado en el EPO y presentarlas al COES adjuntando los sustentos técnicos

correspondientes. Por su parte, el COES analizará la información recibida en un plazo de treinta (30) días hábiles y, de ser el caso, declarará la continuidad de la vigencia del EPO.

(...)”

Con respecto a las eventuales modificaciones al equipamiento aprobado en el EPO, que no han sido solicitadas por el Gestor, sino que han sido propuestas por otros agentes, se observa que se estaría trasladando responsabilidades al Gestor que debería sustentar eventualidades que el Gestor no ocasionó, por lo cual el COES debería garantizar y mantener las condiciones mínimas.

Sustento

El COES debe garantizar mantener las condiciones mínimas, sobre todo lo relacionado a la conexión, por lo cual los EPOs posteriores a la aprobación del Plan de Transmisión deberían adecuarse considerando como premisa las condiciones del PT aprobado, y no impactar ni modificar las condiciones mínimas de los EPOs aprobados del PT.

Opinión del COES

Sugerencia aceptada.

Respecto a la causal 3 del numeral 9.13 del PR-20 prepublicado, esta aplica a cambios en las características técnicas en las instalaciones del EPO aprobado propuestos por el Gestor del Proyecto, que para el caso de los EPO del Plan de Transmisión (PT) sería los propuestos por el Concesionario.

Sin embargo, respecto a la causal 5 del numeral 9.13 del PR-20 prepublicado, que aplica cuando se advierta de algún cambio en la condición del Sistema o de futuras modificaciones de las características técnicas del Punto de Conexión, corresponde al COES determinar previamente, a partir de la información solicitada al Gestor del Proyecto y al titular del Punto de Conexión, si dicho cambio hace inviable la conexión del proyecto, de ser así y de declararse la conclusión de vigencia, el Gestor del Proyecto, en el marco de lo establecido en el numeral 9.13, tendrá la posibilidad de presentar un nuevo EPO por única vez sin que el EPO original pierda su vigencia. En este caso, el EPO original mantendrá su vigencia por el periodo previsto en su certificado de conformidad o hasta cuando se apruebe el nuevo EPO.

Por lo tanto, se sugiere modificar el numeral 9.14 del PR-20 prepublicado, en el siguiente sentido:

“9.14 EPOs elaborados por el COES, incluidos en los anteproyectos del Plan de Transmisión

(...)”

La vigencia de estos EPOs concluye indefectiblemente por la causal prevista en el inciso 1 del numeral 9.13 del presente procedimiento.

En el supuesto de que concluya la vigencia del EPO elaborado por el COES, es responsabilidad del Gestor del Proyecto obtener la Conformidad de un nuevo EPO, siguiendo, para tal efecto, el procedimiento previsto en los numerales 9.5, 9.6, 9.8, 9.9 y 9.10 del presente procedimiento, así como del numeral 9.13 según corresponda. El Gestor del Proyecto asume la responsabilidad de cualquier modificación que proponga en el nuevo EPO con relación a las características de las instalaciones o equipamientos aprobados en el EPO elaborado por el COES.

(...)”

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, se sugiere modificar el numeral 9.14 del PR-20 prepublicado, en el siguiente sentido:

“9.14 EPOs elaborados por el COES, incluidos en los anteproyectos del Plan de Transmisión

(...)”

La vigencia de estos EPOs concluye indefectiblemente por la causal prevista en el inciso 1 del numeral 9.13 del presente procedimiento.

En el supuesto de que concluya la vigencia del EPO elaborado por el COES, es responsabilidad del Gestor del Proyecto obtener la Conformidad de un nuevo EPO, siguiendo, para tal efecto, el procedimiento previsto en los numerales 9.5, 9.6, 9.8, 9.9 y 9.10 del presente procedimiento, así como del numeral 9.13 según corresponda. El Gestor del Proyecto asume la responsabilidad de cualquier modificación que proponga en el nuevo EPO con relación a las características de las instalaciones o equipamientos aprobados en el EPO elaborado por el COES.

(...)”

9.5 Comentario 5 (REP) Procedimental

Numeral 9.14

Respecto al último párrafo propuesto del numeral 9.14, *“La vigencia de estos EPOs concluye indefectiblemente por la causal prevista en el inciso 1 del numeral 9.13 del presente procedimiento.”*

En caso se active este párrafo debe existir un mecanismo para obtener un nuevo EPO o en todo caso debería ser remplazado por un procedimiento que permita dar la posibilidad de brindar un nuevo EPO o actualizarlo.

Opinión del COES

Sugerencia aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 2 de REP.

Aun cuando la posibilidad de que se modifique o cambie el Punto de Conexión de los EPO del Plan de Transmisión es muy remota, es muy importante definir el procedimiento a seguir por el Gestor del Proyecto o Concesionario en caso esta causal llegara a configurarse, en ese sentido, el numeral 9.14 si considera este procedimiento que se encuentra actualmente en el PR-20 vigente, el cual se adjunta:

“9.14 EPOs elaborados por el COES, incluidos en los anteproyectos del Plan de Transmisión

(...)

La vigencia de estos EPOs concluye indefectiblemente por la causal prevista en el inciso 1 del numeral 9.13 del presente procedimiento.

En el supuesto de que concluya la vigencia del EPO elaborado por el COES, es responsabilidad del Gestor del Proyecto obtener la Conformidad de un nuevo EPO, siguiendo, para tal efecto, el procedimiento previsto en los numerales 9.5, 9.6, 9.8, 9.9 y 9.10 del presente procedimiento. El Gestor del Proyecto asume la responsabilidad de cualquier modificación que proponga en el nuevo EPO con relación a las características de las instalaciones o equipamientos aprobados en el EPO elaborado por el COES.

(...)”.

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinerghmin al Comentario 4 de REP.

9.6 Comentario 6 (REP) Procedimental

Respecto al Numeral-Ítem-Literal

Numeral 11.1

Numeral 11.4 De la autorización de conexión para Pruebas de Puesta en Servicio

Numeral 3.2 del Anexo N° 4

Comentario y/o Sugerencia

Respecto a la autorización de conexión para Pruebas de Puesta en Servicio, no se debería considerar como requisito tener la concesión definitiva, dado que, según lo indicado en el sustento, la concesión definitiva para los proyectos de transmisión estrictamente es el título habilitante para la prestación del servicio de transmisión, el cual inicia a partir de su puesta en operación comercial.

Sin embargo, en el PR-20 se condiciona que, para el inicio de pruebas, es decir en la etapa de solicitud para la autorización de pruebas, es necesario contar con dicho documento administrativo, a pesar de que el proyecto aún se encuentra en su etapa de construcción.

En ese sentido, y en cumplimiento con lo señalado en la LCE se debe modificar el PR-20 de la siguiente manera:

Excluir en el numeral 11.1 el requisito *“El proceso de integración de instalaciones al SEIN tiene como finalidad verificar que las nuevas instalaciones que se conecten al SEIN cuenten con los títulos habilitantes requeridos, así como con los ajustes adecuados de los equipos de protección y de los controladores; y la recepción adecuada de las señales en tiempo real”* específicamente para los proyectos de transmisión producto de un proceso de licitación pública, puesto que estos tienen un plazo de vigencia que solo cubre el periodo de operación comercial.

Excluir en el numeral 11.4.1 de la lista de requisitos para solicitar la autorización de conexión para Pruebas de puesta en Servicio el requisito N° 2 *“Contar con el título habilitante otorgado por la autoridad competente. En los casos que la actividad pueda ser desarrollada sin requerir concesión o autorización, el Titular de la Instalación deberá adjuntar copia de la comunicación remitida al MINEM, mediante la cual acredite el cumplimiento del artículo 7 de la Ley de Concesiones Eléctricas”*, específicamente para los proyectos de transmisión producto de un proceso de licitación pública, puesto que estos tienen un plazo de vigencia que solo cubre el periodo de operación comercial.

Igualmente, excluir en el numeral 3.2 del Anexo N° 4 el requisito *“Copia del título habilitante. En el caso de los supuestos señalados en el artículo 7 de la Ley de Concesiones Eléctricas, el Titular de la Instalación deberá presentar una declaración jurada firmada por su representante legal, respecto de que las instalaciones no requieren de título habilitante. La declaración jurada debe tener cargo de presentación al Ministerio de Energía y Minas y al OSINERGMIN”*, específicamente para los proyectos de transmisión producto de un proceso de licitación pública, puesto que estos tienen un plazo de vigencia que solo cubre el periodo de operación comercial.

Como complemento, se debe tener en cuenta que conforme lo establece el Artículo 32 de la LCE, los integrantes del COES están obligados a cumplir las

disposiciones que emita dicho Comité, por lo cual las empresas de transmisión, independiente del título habilitante, deberán asumir todas las responsabilidades de las actividades que realicen previo a la puesta en operación comercial. En este sentido, el requisito que se debería exigir es que las empresas que estén desarrollando los proyectos de transmisión producto de una licitación pública formen parte del COES de manera oportuna y previa al inicio de las pruebas necesarias.

“Artículo 32.- Los integrantes del COES están obligados a cumplir las disposiciones que emita dicho Comité.”

Sustento

La LCE establece en sus artículos 3 y 24 que la Concesión Definitiva es requerida y permite la utilización de bienes de uso público y derechos de imposición de servidumbre para la construcción y operación de centrales de generación, instalaciones de transmisión, entre otros.

“Artículo 3.- Se requiere concesión definitiva para el desarrollo de cadauna de las siguientes actividades:

La generación de energía eléctrica que utilice recursos hidráulicos, con potencia instalada mayor de 500 KW;

La transmisión de energía eléctrica, cuando las instalaciones afecten bienes del Estado y/o requieran la imposición de servidumbre por parte de éste;

La distribución de energía eléctrica con carácter de Servicio Público de Electricidad, cuando la demanda supere los 500 KW; y,

La generación de energía eléctrica con recursos Energéticos Renovables conforme a la Ley de la materia, con potencia instalada mayor de 500 KW.”

“Artículo 24.- La concesión definitiva permite utilizar bienes de uso público y el derecho de obtener la imposición de servidumbres para la construcción y operación de centrales de generación y obras conexas, subestaciones y líneas de transmisión, así como también de redes y subestaciones de distribución para Servicio Público de Electricidad.”

Asimismo, el artículo 22 de la LCE establece que se otorga la concesión definitiva para el desarrollo de las actividades eléctricas, y particularmente precisa que en caso esta se otorgue como resultado de una licitación pública, el plazo de las concesiones definitivas será como máximo de 30 años. Es decir, hace referencia explícita al periodo de operación comercial establecida en los contratos de concesión, el cual corresponde a 30 años.

*“Artículo 22.- La concesión definitiva y la autorización se otorgan por plazo indefinido para el desarrollo de las actividades eléctricas. **El plazo de las concesiones definitivas que se otorgan coma resultado de una licitación***

pública realizada por el Ministerio de Energía y Minas o la entidad a que este encargo es el plazo fijado en la propia licitación, siendo como máximo treinta años.”

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 3 de la SNMPE.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

9.7 Comentario 7 (REP) BESS

Anexo 1

Requisitos Técnicos Mínimos de instalaciones de equipos estáticos de almacenamiento de energía – BESS

Comentario y/o Sugerencia

Sobre la incorporación y consideraciones para equipos de almacenamiento de energía:

En el Anexo 1 del PR-20, se debe considerar a los sistemas de almacenamiento e incorporar los Requisitos Técnicos Mínimos de instalaciones de equipos estáticos de almacenamiento de energía – BESS.

En el archivo adjunto complementario al presente documento se propone diversas modificaciones en control de cambios para incorporar a los Sistemas de Almacenamiento en el Anexo 1 del PR-20.

Sustento

Como parte de la evaluación de observaciones para la aprobación del Plan de Transmisión 2023-2032 (Anexo 1 del Informe Técnico N° 0099 2022 MINEM/DGE-DEPE). El MINEM señala que el COES deberá considerar a los Sistemas de Almacenamiento BESS en la actualización del Plan de Transmisión 2025-2034.

Asimismo, el MINEM señala que se debe realizar las adecuaciones en la Norma respectiva para incluir las tecnologías de almacenamiento.

Por lo indicado, se debe considerar las adecuaciones propuestas en el archivo adjunto complementario al presente documento.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Los criterios del PT están enfocados en reducir congestiones y dar confiabilidad al sistema eléctrico. Estos objetivos se pueden lograr con infraestructura de transmisión.

Alternativamente, se podría pensar en instalar BESS para reducir congestiones a nivel de transmisión como soluciones temporales, presentándose nuevamente las congestiones en pocos años por el crecimiento de la demanda; sin embargo, no están incluidos como objetivos en la normatividad de la planificación de la transmisión la cual es diferente al PR-20 del COES.

Con respecto al marco regulatorio general, este no contempla los servicios de red indicados en su propuesta, a excepción de la regulación primaria de frecuencia que está delimitado para ser usado como sistema complementario de una central de generación y que no es remunerado. En ese sentido, se espera que estas modificaciones que proponen vengan de normativas superiores a los procedimientos técnicos. Por tanto, se sugiere no aceptar la propuesta de modificación.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

9.8 Comentario 8 (REP) Requisitos Generales PR-20

Sobre la importancia de prioridad y sentido de urgencia de proyectos declarados como proyectos priorizados o de interés nacional

Comentario y/o Sugerencia

Es importante destacar que la prioridad y el sentido de urgencia en la implementación de proyectos declarados como proyectos priorizados o declarados de interés nacional, son fundamentales para garantizar su éxito y maximizar su impacto económico y social. Se precisa que estos proyectos cuentan con esta calificación debido a que influyen en el desarrollo del país y, por lo tanto, su demora o retraso pueden afectar negativamente el crecimiento económico y la calidad de vida de la población.

Esta declaración de proyectos priorizados o de interés nacional se realiza en el marco de la Constitución Política del Perú (art. 118) y el marco del Plan Nacional de Infraestructura para la Competitividad (PNIC). En ese sentido, se señala que varios de los proyectos de inversión eléctrica de gran alcance y envergadura, cuentan con esta calificación, como por ejemplo es el proyecto "Enlace 500 kV Mantaro-Nueva Yanango-Carapongo", entre otros, debido a que su implementación es fundamental para atender las necesidades energéticas y de infraestructura del país.

Al respecto, en la gestión de autorizaciones y permisos dentro del marco de aprobaciones para la autorización de cortes asociado con la construcción de un proyecto, existe la problemática que dichas gestiones se desaprueban porque, de acuerdo con la normativa establecida en el PR-20, se debe contar con la aprobación de los terceros involucrados, y quederivan en demoras en las coordinaciones y en muchas ocasiones desacuerdos para establecer las fechas específicas de intervención.

Estos retrasos en la programación de las intervenciones y establecimiento de cortes para la conexión de proyectos priorizados afectan la fecha de puesta en operación comercial (POC), con lo cual también se impactan los objetivos priorizados establecidos en el marco del PNIC para el cual estos proyectos fueron calificados.

En consecuencia, en el marco del PR-20 se debería tener un tratamiento especial para los cortes o intervenciones solicitadas para un proyecto declarado como priorizados en el marco del PNIC, a fin de que estos no estén condicionados a exigencias o intereses de terceros no alineados a las necesidades del SEIN en su integridad, ni sean aplazados por indefiniciones en el establecimiento de acuerdos por dichos cortes, sino más bien sea el COES la entidad que analice los diferentes escenarios incluyendo la desatención programada de la demanda y proceda a aprobar los cortes o intervenciones bajo el principio de hacer prevalecer el bien común que es contar con una red más confiable y que contribuirá para el desarrollo del país.

Opinión del COES

Consulta atendida.

El PR-20, solo se especifica los requisitos y el trámite para el desarrollo de los proyectos.

Los cortes e intervenciones que se realizan para la puesta en servicio de los proyectos son tratados en otros procedimientos, como el PR-01.

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

9.9 Comentario 9 (REP) Procedimental (Estudios Eléctricos)

Numeral 8.3 del Anexo 2

"8.3. SOBRECARGAS

- *Estado Normal: El ingreso de un proyecto no debe provocar sobrecargas.*

Si en ausencia del proyecto se observan sobrecargas, el ingreso del proyecto no debe incrementarlas. Para el caso de proyectos de demanda no será

posible implementar esquemas de rechazo automático para evitar sobrecargas.

- *Estado de Contingencia: El ingreso de un proyecto no debe provocar sobrecargas post-contingencia (N-1) en los transformadores de potencia y sobrecargas mayores al 20% para el caso de líneas de transmisión. La tolerancia exigida debe respetarse en instalaciones de terceros.*
- *Si en ausencia del proyecto se observan sobrecargas mayores al 20%, el ingreso del proyecto no debe incrementarlas.*

En caso no se cumpla este indicador, el Gestor del Proyecto debe implementar como parte del proyecto, el equipamiento necesario que mitigue los problemas de sobrecarga que provoque.”

Se propone considerar el siguiente texto:

“8.3. SOBRECARGAS

- *Estado Normal: El ingreso de un proyecto no debe provocar sobrecargas.*

Si en ausencia del proyecto se observan sobrecargas, el ingreso del proyecto no debe incrementarlas. Para el caso de proyectos de demanda no será posible implementar esquemas de rechazo automático para evitar sobrecargas.

- *Estado de Contingencia: El ingreso de un proyecto no debe provocar sobrecargas post-contingencia (N-1) en los transformadores de potencia y sobrecargas mayores al 20% para el caso de líneas de transmisión. La tolerancia exigida debe respetarse en instalaciones de terceros.*
- ~~*Si en ausencia del proyecto se observan sobrecargas mayores al 20%, el ingreso del proyecto no debe incrementarlas.*~~

~~*En caso no se cumpla este indicador, el Gestor del Proyecto debe implementar como parte del proyecto, el equipamiento necesario que mitigue los problemas de sobrecarga que provoque.”*~~

Sustento

Considera que se debe revisar y modificar este numeral, dado que ello podría corregir una problemática que ya se ha ido observando, como es el caso de la Comentario que se envió sobre el EO de Wayra, donde se advirtió que de no operar el esquema y ante la contingencia del Autotransformador AUT-5371 quedaría operando con una sobrecarga del 100 % de la línea L-2211, lo cual aparte de afectar la vida útil de los conductores, generaría una posible responsabilidad al titular de la línea. Visto ello se observa que no se limita esta sobrecarga en contingencia, la cual se condiciona a la utilización del esquema, la cual podría generar un incentivo a la dependencia de este esquema acosta de las instalaciones de transmisión.

Además, tener altos niveles de sobrecargas implicaría que los esquemas desconecten bloques grandes de generación y se podría activar el ERACMF y las empresas transmisoras se verían afectadas por el pago de compensaciones.

Opinión del COES

Sugerencia parcialmente aceptada.

Para el estado de contingencia, en los casos sin proyecto pueden darse casos en los que se presenten sobrecargas en líneas de transmisión y/o transformadores debido a la situación topológica del sistema, es decir que, antes del ingreso del proyecto los equipos de transmisión en condición N-1 pueden sobrecargarse; para tal situación, el nuevo proyecto a lo más que puede hacer por el sistema es devolverlo a la condición sin proyecto.

Asimismo, en los casos de los proyectos de generación, los esquemas automáticos de reducción/desconexión de generación son con redundancia (respaldo), ello con la finalidad de que el esquema no falle. Y en el caso que este falle, tienen implementado un protocolo para comunicar al COES que el esquema ha fallado y el operador del sistema deberá tomar las acciones del caso.

Finalmente, cuando se presenten afectaciones al suministro por eventos, este pasa por el proceso de análisis de fallas en el cual se identifica a los responsables, por lo que, si la instalación de transmisión no fue la causante y no tuvo actuaciones indebidas, no debería verse afectada por el pago de compensaciones.

Por lo tanto, para mejorar el entendimiento del numeral 8.3 del Anexo 2, se sugiere modificar de la siguiente manera:

"8.3. SOBRECARGAS

- *Estado Normal: El ingreso de un proyecto no debe provocar sobrecargas. Si en ausencia del proyecto se observan sobrecargas, el ingreso del proyecto no debe incrementarlas. Para el caso de proyectos de demanda no será posible implementar esquemas de rechazo automático para evitar sobrecargas.*
- *Estado de Contingencia: El ingreso de un proyecto no debe provocar sobrecargas post-contingencia (N-1) en los transformadores de potencia y sobrecargas mayores al 20% para el caso de líneas de transmisión. La tolerancia exigida debe respetarse en instalaciones de terceros. Si en ausencia del proyecto se observan sobrecargas **en transformadores de potencia y sobrecargas** mayores al 20% **en líneas de transmisión**, el ingreso del proyecto no debe incrementarlas.*

En caso no se cumpla este indicador, el Gestor del Proyecto debe implementar como parte del proyecto, el equipamiento necesario que mitigue los problemas de sobrecarga que provoque.”

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, el numeral 8.3 del Anexo 2 quedará redactado de la siguiente manera:

“8.3. SOBRECARGAS

- *Estado Normal: El ingreso de un proyecto no debe provocar sobrecargas. Si en ausencia del proyecto se observan sobrecargas, el ingreso del proyecto no debe incrementarlas. Para el caso de proyectos de demanda no será posible implementar esquemas de rechazo automático para evitar sobrecargas.*
- *Estado de Contingencia: El ingreso de un proyecto no debe provocar sobrecargas post-contingencia (N-1) en los transformadores de potencia y sobrecargas mayores al 20% para el caso de líneas de transmisión. La tolerancia exigida debe respetarse en instalaciones de terceros. Si en ausencia del proyecto se observan sobrecargas en transformadores de potencia y sobrecargas mayores al 20% en líneas de transmisión, el ingreso del proyecto no debe incrementarlas.*

En caso no se cumpla este indicador, el Gestor del Proyecto debe implementar como parte del proyecto, el equipamiento necesario que mitigue los problemas de sobrecarga que provoque.”

9.10 Comentario 10 (REP) Procedimental

Numeral 9.5

ALCANCE DEL EPO:

En el numeral 9.5, se debe definir cuál es el nivel de gestión del EPO que se considera dentro del plazo de los 6 meses propuesto. Entendemos que este plazo trata de cubrir el tiempo necesario para que el Gestor del Proyecto presente el expediente o la versión inicial del estudio. En ese sentido, sugerimos que se modifique la redacción de la siguiente manera:

“9.5

(...)

El documento de alcances del EPO tendrá una validez hasta la presentación de la versión inicial del EPO.”

Adicionalmente, la propuesta del COES también señala que el plazo de validez del documento es improrrogable. Sin perjuicio de lo mencionado en el párrafo precedente, se solicita que, si el plazo de validez del documento es insuficiente

para presentar la versión inicial del estudio, el Gestor del Proyecto pueda solicitar una ampliación de plazo por 6 meses adicionales, por única vez, presentando el sustento de su pedido para consideración del COES.

Sustento

Se sugiere no limitar el plazo máximo de validez del documento de alcance puesto que el plazo para elaborar el EPO no es el mismo para todos los proyectos. Este plazo puede variar dependiendo de su complejidad.

Entendemos que, conforme a lo indicado en la propuesta de modificación del PR-20, pasados los 6 meses, y al perder vigencia el documento de alcance, el Gestor del proyecto debiera solicitar nuevamente la determinación del alcance del proyecto al COES, generando un reproceso.

Tener presente que un aspecto a considerar en el planeamiento de proyectos es la complejidad técnica y diversidad del proyecto, al no tener flexibilidad en la etapa de vigencia (inclusive no se indica cuál es la etapa que dura 6 meses) obligaría a muchas empresas a realizar gestiones con el COES incluso en las etapas de elaboración de ofertas de procesos de PROINVERSIÓN u otras entidades.

Además, se debe tener presente que los últimos proyectos que están siendo promovidos por PROINVERSIÓN son de alta complejidad, en el escenario de aplicación de estos cambios, no serían viables.

Asimismo, la expresión "El plazo de validez establecido en el documento de alcances del EPO es improrrogable" ocasionaría reprocesos importantes en la gestión del EPO, en tanto se sufra una fuerza mayor en el contrato principal concesionario-concedente, siendo este párrafo una causal de aplicación de impacto directo en la cuantificación de las solicitudes de Ampliación de Plazo, por lo que solicitamos su retiro.

Ante ello, se pide que se reconsidere el no limitar el plazo para la vigencia del documento de alcance debido a que el incorporar un nuevo hito podría conllevar a reiniciar el proceso, significando una demora en la aprobación del EPO cuyo plazo de aprobación equivale a 8 meses aproximadamente (considerando que todos los agentes toman los plazos máximos, establecidos en el PR20 vigente, para dar respuesta, generar observaciones y continuar la gestión).

Sin perjuicio de lo mencionado anteriormente, consideramos que, si se requiere definir un plazo máximo para la presentación del EPO desde la determinación del alcance por el COES, éste se defina como mínimo en 12 meses, con opción de prórroga a evaluación de COES.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 3 de la SPR y al Comentario 7 de la SNMPE.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinergmin al Comentario 3 de la SPR y al Comentario 7 de la SNMPE.

Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

9.11 Comentario 11 (REP) Procedimental

Numeral 9.6

REQUISITOS PARA PRESENTACIÓN DEL EPO:

En la propuesta el COES propone que *"En el caso de un proyecto que ingrese al SEIN por etapas, este podrá gestionarse en un solo EPO, en el cual se debe incluir los estudios previstos en el Anexo 2 del presente procedimiento para cada una de las etapas."*

Consideramos que cuando coexisten dos concesionarios en un mismo proyecto, no deberían mezclarse los alcances de cada agente.

En ese sentido, proponemos el siguiente texto:

"En el caso de un proyecto que ingrese al SEIN por etapas a cargo de un sólo concesionario, éste podrá gestionarse en un solo EPO. En el caso de existir más de un concesionario en un mismo proyecto, cada uno deberá elaborar su respectivo EPO con las etapas que considere necesarias, incluyendo los estudios previstos en el Anexo 2 del presente procedimiento para cada una de las etapas."

Sustento

Conforme a nuestra experiencia, consideramos que el mezclar el alcance de 2 agentes pudiera generar reprocesos y elongar el trámite.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

En concordancia con la definición 6.11 "Gestor del Proyecto", la implementación de un proyecto se encuentra a cargo de un solo Gestor de Proyecto y no por distintos gestores.

Por lo tanto, se sugiere no aceptar la propuesta de cambio.

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

9.12 Comentario 12 (REP) Procedimental

Numeral 9.13, inciso 1

CONCLUSIÓN DE LA VIGENCIA DEL CERTIFICADO DE CONFORMIDAD DEL EPO:

En la propuesta se indica lo siguiente:

"Cuando se advierta que el proyecto no se conectará en el Punto de Conexión aprobado en el EPO..."

Se solicita que se precise la Entidad que tendría la competencia de advertir que el proyecto no se conectaría al punto de conexión aprobado en el EPO. La razonabilidad señala que el único que podría confirmar es el gestor o titular del proyecto, y este a su vez el responsable de informar, de manera formal y sustentada, el cambio del Punto de Conexión a las Entidades que correspondan. Debido a ello, solicitamos que se modifique el texto de la siguiente manera:

"Cuando el gestor o representante del titular del proyecto informe al COES que el proyecto no se conectará en el Punto de Conexión aprobado en el EPO..."

Opinión del COES

Sugerencia parcialmente aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 5 de ENGIE.

Análisis de Osinerghmin

Ver análisis de Osinerghmin al Comentario 5 de ENGIE.

9.13 Comentario 13 (REP) Procedimental

Numeral 9.13 – incisos 2 y 3

Conclusión de la Vigencia del Certificado de Conformidad del EPO: Solicitamos que se modifique de la siguiente manera:

"2. Cuando el proyecto no se conecte al Sistema hasta el año siguiente al año aprobado en el Certificado de Conformidad del EPO para su conexión, salvo que el Gestor o representante del Proyecto haya realizado lo siguiente: i) Obtenido el Certificado de Conformidad del EO dentro de dicho periodo, ii) Que haya iniciado el trámite para obtener tal certificado dentro de dicho periodo y lo obtenga, y/o iii) Que solicite oportunamente al COES la extensión del plazo de vigencia del Certificado de Conformidad del EPO. En estos casos, la vigencia del Certificado de Conformidad del EPO se extiende por la misma

vigencia del Certificado de Conformidad del EO o con base al plazo solicitado.”

Es necesario precisar la Entidad que tendría la competencia de advertir los cambios en las características técnicas de las instalaciones o equipamiento del proyecto considerados en el EPO. La razonabilidad señala que el único que podría confirmar es el Gestor o representante del titular del Proyecto, y es éste a su vez el responsable de informar, formal y sustentadamente, los cambios a las Entidades que correspondan. Debido a ello, solicitamos que se modifique el texto de la siguiente manera:

“3. Cuando el Gestor o representante del Proyecto informe cambios en las características técnicas en las instalaciones o equipamiento proyectados, considerados en el EPO aprobado.

En caso el Gestor o representante del Proyecto informe al COES de modificaciones, incrementos o cambio de especificaciones, que se produjeron con posterioridad en las instalaciones o equipamientos aprobados en el EPO, y sustente que estos representan iguales o mejores prestaciones, respecto a lo aprobado en el EPO, el COES, de estimarlo pertinente, podrá dispensarlo de presentar un nuevo EPO manteniéndose la vigencia del EPO aprobado. En dicho caso, el Gestor deberá presentar el EPO aprobado. En dicho caso, el Gestor del proyecto deberá presentar el EPO con las modificaciones aprobadas por el COES, conjuntamente con una declaración jurada sobre las modificaciones incluidas en el Estudio respecto del original.”

Opinión del COES

Sugerencia parcialmente aceptada.

Respecto al cambio propuesto en el inciso 2 del numeral 9.13 del PR-20 prepublicado, no está previsto la solicitud de extensión de plazo de vigencia del EPO por parte del Gestor del Proyecto, el cual solo se extenderá a través de la vigencia del EO, según lo indicado en dicho inciso.

Respecto al cambio propuesto en el inciso 3 del numeral 9.13 del PR-20 prepublicado, cabe precisar que en este inciso se abordan los cambios en las características técnicas del proyecto con EPO aprobado, informados por el Gestor del Proyecto, sin embargo, este podría provenir de algún informe de fiscalización realizado por la autoridad competente y puesto a conocimiento del COES. Asimismo, no se encuentra contemplado como parte de los actores que intervienen en los procesos de revisión de EPO y EO al “Representante del Gestor del Proyecto” ya que este ante el COES vendría a ser considerado como el Gestor del Proyecto, quien no necesariamente sea el titular del proyecto, pero si designado por este para gestionar los EPO y EO.

Por lo tanto, se sugiere no aceptar la propuesta de cambio en el inciso 3 del numeral 9.13.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

9.14 Comentario 14 (REP) Procedimental

Numeral 10.6

ALCANCE DEL EO:

- Se solicita que se defina cual es el nivel de gestión del EO que se considera dentro del plazo de los 6 meses propuestos. Entendemos que este plazo trata de cubrir el tiempo necesario para que el Gestor del Proyecto presente el expediente o la versión inicial del estudio. En ese sentido, sugerimos que se modifique la redacción de la siguiente manera: “El documento de alcances del EO emitido por el COES tendrá validez hasta la presentación de la versión inicial del EO”.
- Adicionalmente, la propuesta del COES también señala que el plazo de validez del documento es improrrogable. Sin perjuicio de lo mencionado en el párrafo precedente, se solicita que, si el plazo de validez del documento es insuficiente para presentar la versión inicial del estudio, el Gestor del Proyecto pueda solicitar una ampliación de plazo por 6 meses adicionales, por única vez, presentando el sustento de su pedido para consideración del COES.

Sustento

Se sugiere no limitar el plazo máximo de validez del documento de alcance puesto que el plazo para elaborar el EO no es el mismo para todos los proyectos. Este plazo puede variar dependiendo de su complejidad.

Entendemos que, conforme a lo indicado en la propuesta de modificación del PR20, pasados los 6 meses, y al perder vigencia el documento de alcance, el Gestor del proyecto debiera solicitar nuevamente la determinación del alcance del proyecto al COES, generando un reproceso.

Ante ello, se pide que se reconsidere el no limitar el plazo para la vigencia del documento de alcance debido a que el incorporar un nuevo hito podría conllevar a reiniciar el proceso, significando una demora en la aprobación del EO cuyo plazo de aprobación equivale a 8 meses aproximadamente (considerando que todos los agentes toman los plazos máximos, establecidos en el PR20 vigente, para dar respuesta, generar observaciones y continuar la gestión).

Sin perjuicio de lo mencionado anteriormente, consideramos que, si se requiere definir un plazo máximo para la presentación del EPO desde la determinación del alcance por el COES, éste se defina como mínimo en 12 meses, con opción de prórroga a evaluación de COES.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 7 de la SNMPE.

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

9.15 Comentario 15 (REP) Procedimental

Numeral 11.2

CONDICIONES PARA INICIAR EL TRÁMITE DE INTEGRACIÓN DE INSTALACIONES AL SEIN:

De acuerdo con lo indicado en el ítem 2 del numeral 9.13 se indica: "..Cuando el proyecto no se conecte al Sistema hasta el año siguiente al año aprobado en el Certificado de Conformidad del EPO para su conexión, salvo que el Gestor del Proyecto haya obtenido el Certificado de Conformidad del EO dentro de dicho periodo o que haya iniciado el trámite para obtener tal certificado dentro de dicho periodo y lo obtenga. En estos casos, la vigencia del Certificado de Conformidad del EPO se extiende por la misma vigencia del Certificado de Conformidad del EO."

Usualmente aseguramos la vigencia del EO para la energización, se entiende que si el EO se encuentra vigente la vigencia del EPO se extiende hasta el mismo plazo por lo que no sería necesario realizar actualización alguna.

Dicho lo anterior, Se sugiere actualizar el texto a *"Para iniciar el trámite de integración de instalaciones al SEIN, el Titular de la Instalación deberá contar con Conformidad del EO y EPO vigentes, en caso de ser aplicable según el numeral 2 del presente procedimiento. La vigencia del EPO se extiende hasta el mismo plazo del EO de acuerdo con el numeral 9.13"*

Sustento

Los proyectos son dinámicos y que, en ejecución, pueden suceder eventos que conlleven a que éstos no se energicen en la fecha señalada en su EPO aprobado.

Es así que, actualmente, cuando la energización se va a dar con fecha posterior a lo indicado en el EPO, el COES solicita al titular de la instalación que

realice un análisis con escenarios que contemplen las condiciones actualizadas.

Con lo propuesto por COES, podría interpretarse que, si se presentara una situación como la descrita en el segundo párrafo de esta sugerencia, el titular del proyecto debiera elaborar un nuevo EPO.

Esto conlleva a reprocesos que deben evitarse si lo que se requiere es que solo los escenarios de análisis sean actualizados.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

No es del todo correcto decir que la vigencia del EPO se extiende hasta el mismo plazo del EO de acuerdo con el numeral 9.13, debido a que solo se estaría tomando en cuenta la causal del inciso 2 del numeral 9.13 cuando existen otras causales más, en ese sentido es importante indicar que como requisito para iniciar el trámite de Integración de instalaciones al SEIN es necesario contar con el EO y EPO vigentes.

Por lo tanto, se sugiere no aceptar la propuesta de cambio.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

9.16 Comentario16 (REP) Procedimental

Numeral 11.4.2 – inciso 4

Estamos de acuerdo con la ampliación de plazo de 45 a 60 días para la ejecución de las pruebas de puesta en servicio; sin embargo, existe un riesgo de demora en la aprobación de las desconexiones requeridas para las pruebas por situaciones de contingencia o emergencia de alguna línea.

En ese sentido, se recomienda incluir el siguiente texto para mitigar el riesgo:

“En el caso de que se postergue la programación de las desconexiones requeridas para la ejecución de las pruebas de puesta en servicio en el programa semanal de intervenciones, se ampliará automáticamente el plazo para iniciar las pruebas por el mismo periodo contabilizado desde la solicitud inicial de inclusión en el programa semanal de intervenciones hasta su aprobación final.”

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada

El plazo de 60 días calendario es el plazo con la que cuenta el titular para conectar su instalación e iniciar las Pruebas de Puesta en Servicio, contados

a partir de la autorización de conexión emitida por el COES, es decir, dicho plazo prevé cualquier retraso o postergación de la actividad en la programación semanal.

Por lo tanto, se sugiere no aceptar la propuesta de cambio.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

9.17 Comentario 17 (REP) Procedimental

Octava Disposición Complementaria

Se sugiere modificar el párrafo que indica:

"OCTAVA: En el caso de instalaciones provisionales que requieran ingresar al sistema con carácter de urgencia, debido a fallas que interrumpen suministro, o de configuraciones provisionales de instalaciones existentes como parte de la implementación de un proyecto, en coordinación con los Agentes cuyas instalaciones se vean comprometidas según corresponda, se les exceptuará de cumplir lo indicado en los numerales 9, 10 y 11 del presente procedimiento, siendo sólo necesario presentar el estudio de coordinación de protecciones de la instalación provisional, ~~y otra información que el COES considere necesaria.~~"

Se propone eliminar el ultimo texto, dado que es genérico, dejando carta abierta para solicitudes de COES, se debe precisar la información a presentar o delimitar el alcance.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

El requerimiento de configuraciones provisionales no solo implica cambios en los ajustes de las protecciones sino podrían llevar a la necesidad de implementar entre otros esquemas de protección, realizar análisis ante eventuales sobrecargas, evaluar posibles cambios en las tensiones de operación; en ese sentido es necesario dejar abierta la posibilidad de solicitar cualquier otro requerimiento con el fin de garantizar una operación segura y eficiente.

Por lo tanto, se sugiere no aceptar la propuesta de cambio.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

9.18 Comentario 18 (REP) Línea de Transmisión

Numeral 3.2.4 del Anexo 1

3.2.4 COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO Y PROTECCIÓN CONTRA RAYOS

Respecto a la propuesta de modificación:

"3.2.4 COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO Y PROTECCIÓN CONTRA RAYOS

(...)

Tabla 3.3. Tasas Máximas de Fallas (Contorneos en el Aislador) de Origen Atmosférico en STTN, STTR y STL (500kv)

(...)

Durante la operación de la línea de transmisión, el Titular de la nueva Instalación debe verificar la tasa total de fallas de la línea. En caso de no cumplir con los valores de la Tabla 3.3, debe evaluar o considerar la instalación de descargadores de sobretensión a lo largo de la línea.

(...)"

Tomando en consideración la experiencia en construcción en Líneas de Transmisión en el Perú, es de conocimiento que muchas LLTT se encuentran en terrenos accidentados con altas resistividades lo cual genera que las puestas a tierra no sean de 25 ohm (en zonas no transitadas), con lo cual se debería realizar el estudio de implementación de pararrayos en la etapa de construcción (implementación del sistema de PAT), no cuando la línea comience a fallar.

Este párrafo COES hace presumir que podría aplicar la instalación de pararrayos a las líneas existentes en servicio.

Opinión del COES

Consulta atendida.

Se sugiere mantener el texto, que indica que durante la operación de la línea se debe evaluar o considerar la instalación de descargadores de sobretensión a lo largo de la línea, pues no necesariamente es posible detectar las zonas críticas al rayo durante el diseño y construcción, pues la decisión de implementar pararrayos no solo depende del sistema de puesta a tierra, sino también de la orografía del terreno, donde para el caso de terrenos accidentados (casi toda la sierra del Perú) habrá tramos expuestos a fallas por impactos directos del rayo a la fase.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

9.19 Comentario 19 (REP) Línea de Transmisión

Numeral 3.2.4 del Anexo 1

3.2.4 COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO Y PROTECCIÓN CONTRA RAYOS

Comentario y/o Sugerencia

Lo requerido como ángulo de apantallamiento en la tabla 3.5, se contradice con lo solicitado en la tabla 3.3.

Tabla 3.5. Ángulos de apantallamiento en líneas del STTN, STTR y STL, con dos cables de guarda

Tensión Nominal	Ángulo de apantallamiento		
	Altitud ≤ 3000 m (hacia el litoral) Altitud ≤ 1500 m (selva)		Altitud > 3000 m $1500 < \text{Altitud} \leq 3000$ m (selva)
	Estructura de un circuito	Estructura de dos o más circuitos	Estructuras de uno o más circuitos
138 kV	-	+10°	0°
220 kV	+15°	0°	-10°
500 kV	+10°	0°	-10°

Tabla 3.3. Tasas Máximas de Fallas (Contorneos en el Aislador) de Origen Atmosférico en STTN, STTR y STL (500kV)

Tensión nominal (kV)	Fallas de origen atmosférico de un circuito/100 km/año	
	Por falla de blindaje	Total (ver nota)
220 kV	0,05	2
500 kV	0,05	1

Sustento

Con ángulos negativos no es posible optimizar el ángulo de apantallamiento de las líneas, esto hace que en vez de obtener una tasa de falla por blindaje de 0.05 como bien lo exige el Standard IEEE 1243, se tenga una tasa de salida de 0, ya que la corriente máxima de falla de apantallamiento (IMSF) va ser mucho menor que la corriente crítica de flashover en las cadenas de aisladores por impacto directo. Con esta exigencia del standard IEEE se obtiene, como ejemplo para una LLTT de 100 km, 1 falla cada 20 años por blindaje y con lo solicitado por el COES esta tasa cambiaría a 1 falla cada 50 o 100 años. Esta aparente mejoría solo representa un cambio en el 4% de las fallas de las LLTT. Conociendo a su vez que las fallas por descargas atmosféricas en las LLTT en alta tensión se deben a impactos directos y a contorneo inverso, esto quiere decir que el 95% de las fallas permitidas restantes serían causadas por backflashover para lo cual el nuevo PR-20 no está prestando la debida atención y justificación.

Es de conocimiento también y se demuestra mediante los estudios de performance de líneas de transmisión frente a descargas atmosféricas que la

causa preponderante frente a la tasa de desconexiones totales en las líneas de transmisión se debe al contorno inverso ocasionado principalmente por las resistencias de puesta a tierra, muy elevadas en la mayoría de los casos, que presentan algunos tramos en las líneas de transmisión. A su vez la estadística de fallas demuestra que es en estos tramos de línea donde se presenta la mayor ocurrencia de fallas por descargas atmosféricas, es así que se debería tomar especial preocupación por el contorno inverso, el cual es solucionable con mejoramiento de puestas tierra (oneroso por Geografía Perú por muy altas zonas con resistividad de terreno mayor a 10000 ohm-m), instalación de pararrayos o puestas a tierra especiales.

Se sugiere también seguir las recomendaciones de CIGRE respecto al ángulo de apantallamiento, de acuerdo con el documento Technical Brochure 063 – 2021 "Guide to procedures for estimating the lightning performance of transmission lines" se recomiendan los siguientes ángulos de apantallamiento para las líneas de transmisión:

Table 4-4 - Shielding Angles Used for 345 and 500 kV Lines in the USA; Lightning Trip-out rate less than 0.6/100km year.

Nominal system voltage kV	Type	Thunderstorm days / yr range	Shielding range (degrees)	Angle average (degrees)
345	Single circuit	22 to 50	0 to 33	22
345	Double circuit	20 to 60	0 to 30	11
500	Single circuit	30 to 110	-9 to 20	12
500	Single circuit	2 to 25	15 to 30	23

Lo cual también corresponde con los ángulos recomendados por EPRI.

En el caso de selección de ángulo de apantallamiento se debería solicitar que el diseño de las torres de transmisión se realice en conjunto con el estudio de performance de la línea frente a descargas atmosféricas, a modo de poder determinar la tasa de salida de la línea por flashover directo (SFFOR), para lo cual IEEE y CIGRE ofrecen metodologías para determinar estos valores y así poder tener un diseño óptimo en las LLTT.

3. CIGRE Technical Brochure 831 – 2021
4. CIGRE Technical Brochure 704 – 2017
5. IEEE Std 1243 – 2012

Esto también favorecería a que los costos de proyecto no sean tan elevados ya que, al aceptar ángulos de apantallamiento negativos, quedarían las estructuras sobredimensionadas, haciendo más oneroso tanto el suministro (peso estructuras) como las obras civiles requeridas y esta medida no beneficiaría como se espera en el mejoramiento de la tasa de salida de línea ya que como se ha mencionado el impacto es menor que las fallas por contorno inverso. Esto es de suma importancia ya que la inversión final lo paga el estado peruano.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Se aclara que cuando hay un inadecuado diseño del apantallamiento, la tasa de fallas por blindaje se dispara, siendo comparable con la tasa de fallas por contorno inverso.

Los programas para el cálculo de tasa de fallas incluidos en los aplicativos del EPRI e IEEE asumen terreno plano y rayos verticales; de esta forma, estos programas NO son adecuadas para diseñar los ángulos de apantallamiento en la sierra del Perú; por esta razón, al aplicar estos programas en diseños para la sierra del Perú se obtienen (“erróneamente”) fallas por blindaje del orden de 0.01 fallas/100km.año, y muchos diseñadores erróneamente no le prestan más atención al diseño del apantallamiento.

Por otro lado, de acuerdo con las estadísticas operativas, las líneas en 220 kV en la sierra con ángulos de apantallamiento negativos han obtenido un buen desempeño ante rayos; mientras que las líneas con ángulos positivos han obtenido un mal desempeño ante rayos, como se ve a continuación, en la siguiente tabla:

Table V – Lightning flashover rate on 220 kV Peruvian lines at very high altitude

220 kV Transmission Line (Note A)	Shielding Angle	Length (km)	Lightning Flashover Rate	
PARAGSHA II - CONDOCOCHA	-10°	140	2.30 flashovers/100km.year	
PARAGSHA II - CARHUAMAYO (C1)	-10°	43	1.04 flashovers/100km.year	
PARAGSHA II - CARHUAMAYO (C2)	-10°	43	0.78 flashovers/100km.year	
CONDOCOCHA - KIMAN AYLLU (C1)	-10°	175	0.44 flashovers/100km.year	
CONDOCOCHA - KIMAN AYLLU (C2)	-10°	175	0.36 flashovers/100km.year	
KIMAN AYLLU - CAJAMARCA NORTE (C1)	-10°	228	1.41 flashovers/100km.year	
KIMAN AYLLU - CAJAMARCA NORTE (C2)	-10°	228	1.15 flashovers/100km.year	
CAMPO ARMIÑO - POMACOCCHA (C1)	-16°	192	1.55 flashovers/100km.year	
CAMPO ARMIÑO - POMACOCCHA (C2)	-16°	192	1.25 flashovers/100km.year	
CAMPO ARMIÑO - PACHACHACA (C1)	0°	195	0.56 flashovers/100km.year	
CAMPO ARMIÑO - PACHACHACA (C2)	0°	195	0.60 flashovers/100km.year	
VIZCARRA - ANTAMINA	+10°	52	3.30 flashovers/100km.year	*Note B
SURIRAY - COTARUSE (C1)	0°	180	7.36 flashovers/100km.year	
SURIRAY - ABANCAY NUEVA (C2)	0°	53	2.64 flashovers/100km.year	
ABANCAY NUEVA - COTARUSE (C2)	0°	135	9.23 flashovers/100km.year	
POMACOCCHA - CARHUAMAYO	+22°	106	6.20 flashovers/100km.year	
PARAGSHA 2 - VIZCARRA	+25°	124	4.70 flashovers/100km.year	*Note C
TINTAYA NUEVA - SOCABAYA (C1)	0°	201	1.35 flashovers/100km.year	
TINTAYA NUEVA - SOCABAYA (C2)	0°	201	1.35 flashovers/100km.year	

Note A: (C1) for first circuit and (C2) for second circuit on the same structure

Note B: In the first years the approximate LFOR was 3.5 flashovers/100 km-year. Currently, the TL has installed TLAs on every tower for all phases, and has a LFOR of 0.0 flashovers/100 km-year.

Note C: In the first 5 years the approximate LFOR was 4.7 flashovers/100 km-year. At present, the TL has installed a considerable amount of TLAs, and has an approximate LFOR of 1.6 flashovers/100 km-year.

Tabla extraída del paper CIGRE B2-311_2020 – Paris “Peruvian Experience on Insulation Design for 500 kV Overhead Transmission Lines at Very High Altitude”

Asimismo, existen diversas publicaciones en IEEE que respaldan que en zonas donde el terreno no es plano el apantallamiento positivo no es suficiente, mientras que el apantallamiento negativo mejora considerablemente la tasa de fallas, entre ellas:

– *Calculation of Shielding Failure Rates for Transmission Lines in Complex Mountainous Areas.*

- *Discussion on Lightning Protection Angle of Downhill Side of Mountain Transmission Line.*
- *Lightning performance of EHV and UHV overhead transmission Lines in China southern power grid.*

Es también importante indicar que de acuerdo con el paper "*Lightning performance of EHV and UHV overhead transmission Lines in China southern power grid*" IEEE. Dic. 2016, se analizaron las fallas por rayos de muchas líneas (56 líneas de 500 kV AC, 05 de ± 500 kV DC y 02 de ± 800 kV UHV DC) entre el 2006 y 2014, y se encontró que la gran mayoría de fallas fue en montañas, el 84% por fallas de apantallamiento, y que el 81% de fallas fue para ángulos de apantallamiento mayores a 5 grados, reduciéndose considerablemente para ángulos de apantallamiento negativos.

Por las razones arriba indicadas, en la tabla 3.5 se indica emplear ángulos de apantallamiento negativo de -10° para zonas donde el terreno es accidentado y con alta densidad de rayos. Asimismo, para terreno plano, se establecieron los ángulos de apantallamiento indicados en el numeral 7.0.14 "*Code for Design of 110 kV – 750 kV Overhead Transmission Line*" (GB 5045) de China

Por otro lado, a manera de referencia, de acuerdo con la Tabla 3.7-2 del EPRI (tercera edición) al pasar de un ángulo de apantallamiento de $+10^\circ$ a -10° el costo de la estructura se incrementa en solo 1.1% (1.4-0.3); por tanto, el incremento en el costo del proyecto es mínimo y el beneficio es grande.

Table 3.7-2 Cost Sensitivities to Design Changes

Parameter	Change in Parameter	Change in Cost of Structure (%)
Phase - tower clearance	-1%	-0.3
Number of shield wires	2, 1, 0	0, -6.5, -12.9
Shielding angle	20, 10, 0, -10	0, +0.3, +0.7, +1.4
Insulator configuration	I, V	0, -1.4
Insulator string length	+1%	0, +1

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

9.20 Comentario 20 (REP) Línea de Transmisión

Numeral 3.2.4 del Anexo 1

3.2.4 COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO Y PROTECCIÓN CONTRA RAYOS

Respecto a la propuesta de modificación:

"3.2.4 COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO Y PROTECCIÓN CONTRA RAYOS

(...)

Reducción de Fallas Simultáneas en Líneas de Doble Circuito

Cuando una línea del STTN diseñada para doble circuito deba recorrer zonas andinas con altitudes mayores a 4000 msnm, zonas de selva (alta o baja) o zonas con DRT mayor a 6 rayos/km²/año, se tendrán que diseñar con estructuras independientes por circuito (dos estructuras de simple terna)."

La división de los circuitos de líneas de transmisión en 2 estructuras de simple terna no solo supone un incremento de costo en los proyectos, si no también afecta con los propósitos ambientales y sociales ya que implicaría en incrementar servidumbres para una problemática que podría ser solucionable mediante la instalación de pararrayos en el caso descrito anteriormente (sin ser onerosos en el costo).

Opinión del COES

Consulta atendida.

La exigencia de emplear estructuras independientes es únicamente en líneas de 500 kV del STTN en zonas expuestas a alta densidad de rayos, pues una salida simultánea de los dos circuitos en 500 kV de la red troncal nacional, puede ocasionar un impacto negativo muy fuerte en el SEIN.

9.21 Comentario 21 (REP) Subestaciones

Anexo 1 – Cap. 5 – Numeral 5.6.7 – Literal 12. g

Este literal especifica que los transformadores se deben diseñar para operar en condiciones de emergencia con sobrecargas de larga y corta duración, para cualquier condición previa de cargabilidad y sin afectarse su vida útil. Es decir, con 120 % de la potencia nominal (ONAN) por un periodo de cuatro (4) horas de su ciclo diario de carga y 130 % de la potencia nominal (ONAN) por un periodo de treinta (30) minutos de su ciclo diario de carga.

Se sugiere, por seguridad ante alguna emergencia, que los transformadores se especifiquen con una potencia equivalente al 130% de la necesaria para la operación estable del sistema eléctrico. Y adicional a esto no se recomienda que se especifique el periodo de tiempo admisible de sobrecarga en cualquiera de las etapas, ya que esto dependerá de las temperaturas de operación del transformador y del punto más caliente de cada devanado y se deberán analizar conforme a lo estipulado en el numeral 8 de la norma IEC 60076-7.

Sustento

1º La sobrecarga de los transformadores están limitados por su carga previa, es decir tienen una dependencia directa del factor de carga, que, con el tiempo, se incrementa, lo que haría que la sobrecarga admisible disminuya.

2º En los transformadores que operan en un sistema interconectado no es posible determinar el diagrama de carga de su operación porque dependerá,

entre otras, del despacho de las centrales eléctricas en función al despacho económico.

3. El cálculo de la expectativa de vida útil se deberá realizar referida al punto más caliente de los devanados de acuerdo con lo descrito en la norma IEC 60076-7 numeral 6 para papel termoestabilizado ("thermally upgraded paper"), teniendo en cuenta el ciclo de carga más crítico y los ciclos horarios establecidos en la norma.

Para la realización de este cálculo se debe considerar la temperatura media anual del sitio de instalación.

Opinión del COES

Sugerencia parcialmente aceptada.

Considerando lo recomendado por REP que no debe especificarse un tiempo admisible de sobrecarga, puesto que ello depende de varias variables, por lo que se tendría diferentes valores para distintos escenarios. Pero considerando que el mismo objetivo se podría alcanzar con una etapa de ventilación ONAF con potencia igual a 130% de la potencia de la etapa ONAN y en la misma línea que tenía el EPO pre publicado se considera: que la potencia ONAN sea mayor a las condiciones de operación estable del sistema eléctrico (condiciones N) y la potencia ONAF sea el 130% de la potencia ONAN en transformadores del STTR y STTN.

En ese sentido con el literal f del inciso 12 del numeral 5.6.7 se estandariza las potencias nominales de los auto transformadores y transformadores del STTN y STTR, y se está incluyendo que solo serán dos etapas de refrigeración ONAN/ONAF, siendo la relación máxima entre ellas de 1.33.

Con lo que se cumple el fin requerido considerando la potencia ONAN cercana a la potencia máxima en régimen de operación normal N.

Se elimina de la prepublicación lo referido a sobrecargas de transformador puesto que podría traer confusión, ya que como criterio respecto a indicadores de desempeño se considera que no debe haber sobrecarga de transformadores en estado de operación normal N y en estado de contingencia N-1.

En ese sentido se sugiere modificar el literal f y eliminar el literal g del inciso 12 del numeral 5.6.7 del capítulo 5 del Anexo 1 del PR-20 prepublicado, en el siguiente sentido:

"12 Cada banco transformador que se conecte al STTN y STTR además de las características mencionadas deberá cumplir las siguientes características adicionales:

(...)

f)

Autotransformadores 500/220/MT kV	Autotransformadores 220/138/MT kV	Transformadores con Primario 220 kV	~~Transformadores con Primario 138 kV~~
Unidades monofásicas 3 x 200/200/67 MVA 3 x 250/250/80 MVA	Unidades monofásicas 3 x 50/50/15 MVA 3 x 100/100/30 MVA	50/50/15 MVA 100/100/30 MVA	~~15/10/8 MVA 30/30/15 MVA 45/45/15 MVA~~

Utilizar las siguientes potencias nominales **(ONAN)**-sugeridas:

Tabla 5.9. Potencias **Nominales** Estandarizadas **ONAN** ONAF en transformadores de potencia

Solo se permite dos niveles de enfriamiento ONAN/ONAF y una relación de potencia entre ellos de 1.33.

La potencia de la etapa de refrigeración ONAN será mayor a la potencia requerida en el transformador para la operación estable del sistema eléctrico.

Todas estas potencias deben corresponder a las condiciones de altitud de la instalación.

~~g) Deberán estar diseñados para operar en condiciones de emergencia con sobrecargas de larga y corta duración, para cualquier condición previa de cargabilidad y sin afectarse su vida útil. Las condiciones de sobrecarga a cumplir son las siguientes:~~

- ~~• De larga duración, cargabilidad del 120 % de la potencia nominal (ONAN) por un periodo de cuatro (4) horas de su ciclo diario de carga.~~**
- ~~• De corta duración, cargabilidad del 130 % de la potencia nominal (ONAN) por un periodo de treinta (30) minutos de su ciclo diario de carga, para los transformadores del STTN y STTR.~~**
- ~~• La cargabilidad del 120 % y 130 % pueden ocurrir dentro de un mismo ciclo diario de operación como el mostrado en la Figura 5.6.~~**

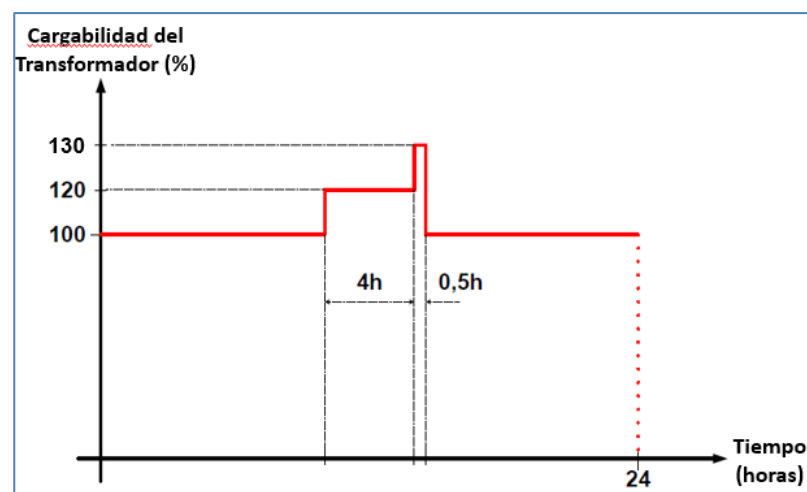


Figura 5.6. Ciclo diario de carga de un transformador

~~Para cumplir con esta característica, deberá contar como mínimo con una etapa de refrigeración forzada ONAF.~~

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, corresponde modificar el literal f y eliminar el literal g del inciso 12 del numeral 5.6.7 del capítulo 5 del Anexo 1 del PR-20 prepublicado, de acuerdo con la siguiente redacción

"12 Cada banco transformador que se conecte al STTN y STTR además de las características mencionadas deberá cumplir las siguientes características adicionales:

(...)

f) Utilizar las siguientes potencias nominales estandarizadas:

Tabla 5.9. Potencias Nominales Estandarizadas ONAF en transformadores de potencia

Autotransformadores 500/220/MT kV	Autotransformadores 220/138/MT kV	Transformadores con Primario 220 kV
Unidades monofásicas	Unidades monofásicas	50/50/15 MVA
3 x 200/200/67 MVA	3 x 50/50/15 MVA	100/100/30 MVA
3 x 250/250/80 MVA	3 x 100/100/30 MVA	

Solo se permite dos niveles de enfriamiento ONAN/ONAF y una relación de potencia entre ellos de 1.33.

La potencia de la etapa de refrigeración ONAN será mayor a la potencia requerida en el transformador para la operación estable del sistema eléctrico.

Todas estas potencias deben corresponder a las condiciones de altitud de la instalación."

9.22 Comentario 22 (REP) Subestaciones

Numeral 3.13 del Anexo 4

3.13 IMPLEMENTACIÓN DE SEÑALES EN TIEMPO REAL

Respecto a la Autorización para Pruebas de Puesta en Servicio se debe considerar diversos requisitos entre los cuales en la Propuesta Normativa se propone considerar la Implementación de Señales en Tiempo Real, lo cual tiene por finalidad transmitir información en tiempo real al COES.

Ahora bien, como se encuentra redactado el texto, para proyectos en curso como el caso de la ampliación 21, según este numeral se tendría que implementar señales ICCP de manera directa al COES sin posibilidad de usar el equipamiento del actual CC REP, lo cual generaría un impacto económico y retrasos en el proyecto.

Por ello se propone retirar este requerimiento o en todo caso se debe considerar solo el cumplimiento mas no la implementación como se propone a continuación:

“3.13 IMPLEMENTACIÓN DE SEÑALES EN TIEMPO REAL

~~*Haber implementado equipamiento necesario para*~~ ***Cumplir con el envío de señales en tiempo real y cumplir con la transferencia de señales ICCP según los requisitos establecidos en la NTCOTR y en la NTIITR y al acta de conformidad respectiva aprobada. Asimismo, haber realizado satisfactoriamente las pruebas punto a punto para el envío de señales en tiempo real.”***

Algunas empresas pueden implementar u otras pueden usar infraestructura existente.

Sustento

El nuevo numeral no es específico para que casos se tiene que implementar nuevo equipamiento para el envío de señales ICCP. Se debe dejar la posibilidad que se pueda enviar señales desde el actual equipamiento que se encuentra en el centro de control.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

El envío de señales en tiempo real implica tener equipamiento necesario en el nivel 0, nivel 1, nivel 2 y nivel 3 de control, si bien en caso de ampliaciones o repotenciaciones puede ya existir equipamiento de nivel 3 y 2, normalmente lo que es nivel 1 o nivel cero es nuevo, por ello se considera que debe implementarse equipamiento necesario para el envío de señales en tiempo real. En último caso, si no se requiere implementar equipamiento en ningún

nivel de control y solo se usa el existente, el texto de la prepublicación del PR-20 considera dicha posibilidad:

"3.13 IMPLEMENTACIÓN DE SEÑALES EN TIEMPO REAL

*Haber implementado equipamiento **necesario** para (...)"*

Si no hay necesidad de equipamiento no se implementa.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

9.23 Comentario 23 (REP) Subestaciones

Numeral 5.6.15 del Anexo 1

5.6.15 SUBESTACIONES ENCAPSULADAS AISLADAS EN GAS SF6

En la propuesta, se debe adicionar la siguiente característica mínima que deben tener las celdas GIS:

"(...)

10. Los mecanismos de los seccionadores de las celdas GIS deberán ser diseñados sin contener ninguna tarjeta electrónica que comprometa el mando y la señalización de posiciones hacia los diferentes Niveles de control.

(...)"

Sustento

Contener tarjetas electrónicas en interior de gabinetes soportando altas temperaturas no garantizan confiabilidad en el tiempo y compromete la operación de toda la celda en caso de falla (Caso GIS Carapongo 220 kV)

Opinión del COES

Sugerencia aceptada.

La experiencia de REP respecto de tarjetas electrónicas en interior de gabinetes de GIS se propone incorporar en la propuesta de PR-20, por lo que se sugiere modificar el numeral 5.6.15 del Capítulo 5 del Anexo 1 de la propuesta del PR-20 incluyendo el nuevo inciso 10:

"5.6.15 SUBESTACIONES ENCAPSULADAS AISLADAS EN GAS SF6

(...)

10. Los mecanismos de los seccionadores de las celdas GIS deberán ser diseñados sin contener ninguna tarjeta electrónica que comprometa el mando y la señalización de posiciones hacia los diferentes Niveles de control.

(...)”

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, se incluirá el ítem 10 del numeral 5.6.15 del Anexo 1, y quedará redactado de la siguiente manera:

“5.6.15 SUBESTACIONES ENCAPSULADAS AISLADAS EN GAS SF6

(...)”

- 10. Los mecanismos de los seccionadores de las celdas GIS deberán ser diseñados sin contener ninguna tarjeta electrónica que comprometa el mando y la señalización de posiciones hacia los diferentes Niveles de control.*

(...)”

9.24 Comentario 24 (REP) Subestaciones

Ítem 2, numeral 5.6.15 del Anexo 1

En el numeral 5.6.15 del Anexo 1, se debe hacer mención a la última versión de la norma Anexo F de la Norma IEC 62271-203, Tercera Edición:

“5.6.15 SUBESTACIONES ENCAPSULADAS AISLADAS EN GAS SF6

(...)”

2. Las celdas GIS deben estar diseñadas con las apropiadas zonas de gas, de manera que las fallas que se puedan producir dentro del encapsulado solo afecten una mínima parte de la instalación.

Por lo tanto, para cumplir con el requerimiento de asegurar la continuidad de servicio, el diseño de las subestaciones GIS del STTN y STTR, debe considerar compartimentos según las recomendaciones del Anexo F de la norma IEC 62271-203 (Ref. [20]), ~~Segunda~~ Tercera Edición. En ese sentido, para las configuraciones que involucren doble barra se admite que solo una barra y una celda permanezcan fuera de servicio durante el mantenimiento, reparación o extensión de la subestación.

(...)”

Sustento

Actualizado en mayo del 2022

Opinión del COES

Sugerencia aceptada.

Se incorpora la sugerencia de REP, por lo que se sugiere modificar el numeral 5.6.15 del capítulo 5 del Anexo 1 del PR-20 prepublicado, en el siguiente sentido:

“5.6.15 SUBESTACIONES ENCAPSULADAS AISLADAS EN GAS SF6

(...)

2. Las celdas GIS deben estar diseñadas con las apropiadas zonas de gas, de manera que las fallas que se puedan producir dentro del encapsulado solo afecten una mínima parte de la instalación.

Por lo tanto, para cumplir con el requerimiento de asegurar la continuidad de servicio, el diseño de las subestaciones GIS del STTN y STTR, debe considerar compartimentos según las recomendaciones del Anexo F de la norma IEC 62271-203 (Ref. [20]), **Segunda Tercera** Edición. En ese sentido, para las configuraciones que involucren doble barra se admite que solo una barra y una celda permanezcan fuera de servicio durante el mantenimiento, reparación o extensión de la subestación.

(...)”

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, el ítem 2 del numeral 5.6.15 del Anexo del proyecto de modificación del PR-20 quedará redactado de la siguiente manera:

“5.6.15 SUBESTACIONES ENCAPSULADAS AISLADAS EN GAS SF6

(...)

2. Las celdas GIS deben estar diseñadas con las apropiadas zonas de gas, de manera que las fallas que se puedan producir dentro del encapsulado solo afecten una mínima parte de la instalación.

Por lo tanto, para cumplir con el requerimiento de asegurar la continuidad de servicio, el diseño de las subestaciones GIS del STTN y STTR, debe considerar compartimentos según las recomendaciones del Anexo F de la norma IEC 62271-203 (Ref. [20]), Tercera Edición. En ese sentido, para las configuraciones que involucren doble barra se admite que solo una barra y una celda permanezcan fuera de servicio durante el mantenimiento, reparación o extensión de la subestación.

(...)”

9.25 Comentario 25 (REP) Subestaciones

Numeral 5.6.15 del Anexo 1

Para las configuraciones de doble barra, se debe solicitar que todas las celdas cuenten con conector de transferencia al acople.

Sustento

Elevar la confiabilidad de la GIS, en caso de falla de un interruptor de las celdas de salida no existe la misma posibilidad de realizar un by pass y utilizar el Acople como lo es en las subestaciones AIS.

Opinión del COES

Sugerencia parcialmente aceptada.

Tal como indica REP en caso de falla de una celda GIS no existe la posibilidad de bypassar la celda fallada y trasladar su control y protección al acoplamiento tal como se hace en una instalación AIS. Por lo que se acepta la sugerencia, pero solo para instalaciones STTR y por tanto se sugiere modificar los numerales 2.3.2 del capítulo 2 del Anexo 1 del PR-20 prepublicado, en el siguiente sentido:

“(..)

<i>tensión nominal (kV)</i>	<i>Subestación AIS</i>	<i>Subestación GIS</i>
220	- Doble Barra con Seccionador de Transferencia	- Doble barra con Seccionador de Transferencia

(..)”

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, se sugiere modificar los numerales 2.3.2 del capítulo 2 del Anexo 1 del PR-20 prepublicado, en el siguiente sentido:

“(..)

<i>tensión nominal (kV)</i>	<i>Subestación AIS</i>	<i>Subestación GIS</i>
220	- Doble Barra con Seccionador de Transferencia	- Doble barra con Seccionador de Transferencia

(..)”

9.26 Comentario 26 (REP) Subestaciones

Numeral 1.3 del Anexo 1

1.3 Codificación de equipos

En la propuesta de modificación, se debe incluir la codificación de los equipos de compensación variable los “equipos automáticos de compensación serie” EACS.

Sustento

Se encuentran en concesiones adjudicadas y por adjudicar.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

En la parte final del numeral 1.3 del capítulo 1 del Anexo 1 de la propuesta del PR-20 prepublicado, en lo que se refiere a Equipos de Compensación Reactiva, dada la variedad de equipamiento en las diferentes tecnologías, se consideró el siguiente texto:

"Para otros equipos FACTS, el COES definirá las siglas del equipo."

Por lo tanto, no es necesario incluir algún cambio.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

9.27 Comentario 27 (REP) Protecciones

Número 6.10.3 del Anexo 1

"6.10.3 EQUIPOS REGISTRADORES DE FALLAS

Es obligación de las instalaciones de generación, transmisión y de la demanda instalar Equipos Registradores de Fallas (Registrador Osciloperturbógrafo), para captar información de los eventos de fallas que ocurran en el sistema eléctrico y realizar los análisis respectivos, así como enviar la información al COES como lo establece la NTCSE.

(...)"

Se sugiere excluir el uso de registradores de falla cuando las instalaciones cuenten con otros IEDs (medidores, relés, controladores) que pueda cumplir con las características técnicas descritas en 6.10.3.2.

Sustento

Brindan mayor flexibilidad y redundancia de equipos, reduce espacios y reduce el cableado en tableros.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Es necesario que los equipos registradores de fallas sean independientes de acuerdo con lo establecido en el Procedimiento Técnico COES N° 40 (PR-40).

En ese sentido, los requisitos para los equipos registradores de fallas están establecidos en el PR-40 por lo que se sugiere la siguiente modificación en la propuesta del PR-20.

(...)

“6.3.10 EQUIPOS REGISTRADORES DE FALLAS

Es obligación de las instalaciones de generación, transmisión y de la demanda instalar Equipos Registradores de Fallas (Registrador Osciloperturbógrafo), para captar información de los eventos de fallas que ocurran en el sistema eléctrico y realizar los análisis respectivos, así como enviar la información al COES como lo establece la NTCSE.

Deberán ser equipos especializados en registros de fallas independientes de los relés de protección, para registrar eventos ocasionados por diversos fenómenos del sistema, monitorear el desempeño de los relés de protección y poder arrancar por diferentes variables ajustadas que se detallan más adelante, con gran capacidad de almacenamiento de registros de eventos.

Se tomará como referencia el documento “Requisitos Mínimos para los Sistemas de Protección del SEIN” y se cumplirá con la exigencia de equipamiento del Procedimiento Técnico del COES N° 40 en lo referido a la implementación de equipos Registradores de Fallas.

6.10.3.1—Lugares de Instalación de Equipos Registradores de Fallas

- ~~*—En todas las instalaciones mayores a 100 kV.~~
- ~~*—En ambos extremos de líneas con niveles de tensión mayores a 100 kV, y en transformadores de potencia a partir de 50 MVA, siempre que tengan posibilidad de inyección de corriente de cortocircuito en ambos extremos.~~
- ~~*—En el punto de conexión al sistema de transmisión mayores a 100 kV, que atienden las cargas de Usuarios Libres o Regulados.~~
- ~~*—En el punto de conexión al sistema de transmisión mayores a 100 kV de equipos de compensación reactiva o FACTS (Flexible AC Transmission Systems).~~
- ~~*—En el punto de conexión al sistema de centrales de generación con potencia mayores a 80 MVA.~~

6.10.3.2—Requerimientos Mínimos para los Equipos Osciloperturbógrafos

- ~~a) —Tener la funcionalidad de registrar la forma de las ondas de tensión y corriente en las redes de alta tensión, antes de ser modificada por algún tipo de filtrado digital.~~
- ~~b) —Tener un puerto ETHERNET que permita adquirir de forma remota la información de dichos equipos.~~
- ~~c) —Deberá estar sincronizado mediante un reloj GPS independiente con errores menores a ± 100 nanosegundos a 1 pulso por segundo (pps).~~
- ~~d) —Asimismo, deberá contar con capacidad de implementación futura de fuentes sincronizaciones de respaldo a través de otras tecnologías de~~

~~sincronización de tiempo (NTP, PTP, etc.) siempre que se garantice los rangos de error antes indicados.~~

~~e) Por cada Celda o Bahía se deberá registrar como mínimo 8 canales analógicos y 16 canales digitales; y como mínimo deberá incluir lo siguiente:~~

- ~~▪ Posición de los tres polos del interruptor.~~
- ~~▪ Arranque y disparo de la protección principal.~~
- ~~▪ Arranque y disparo de la protección de respaldo.~~
- ~~▪ Señales de envío y recepción de teleprotección.~~

~~f) Contar con capacidad de almacenamiento continuo (buffer circular) para los valores transitorios y dinámicos, independiente de las variables ajustadas para las condiciones de fallas.~~

~~g) Tener la funcionalidad de registro de secuencia de eventos (SOE), que permita monitorear los cambios de estado de todos los canales digitales.~~

~~h) Tener las siguientes funcionalidades:~~

- ~~▪ Registrar eventos transitorios.~~
- ~~▪ Registrar eventos de disturbios.~~
- ~~▪ Logger de disturbios~~
- ~~▪ Logger de calidad de energía (flicker y armónicos)~~

~~Características para registrar eventos transitorios~~

~~▪ La tasa de muestreo como mínimo de 256 muestras por ciclo (15,36 kHz).~~

~~▪ La duración mínima de cada registro será de 30 segundos, ello con la finalidad de registrar ciclos de recierre completos o eventos transitorios completos.~~

~~▪ Monitoreo como mínimo las siguientes cantidades eléctricas:~~

~~— Las tres tensiones fase-tierra.~~

~~— Las tres corrientes de fase.~~

~~— La tensión y corriente homopolar (de tierra).~~

~~▪ Arranque del registro de evento por:~~

~~— La actuación de todas las funciones de protección de los relés.~~

~~— Fallas Monofásicas a Tierra, Bifásicas, Bifásicas a Tierra y Trifásicas.~~

~~— Corriente en el neutro mayor a 10% de la corriente nominal del transformador de corriente (TC).~~

~~—Variaciones de tensión $\pm 10\%$ de la tensión nominal (V_{nom}) por fase.~~

Características para registrar eventos de disturbios

~~*—La tasa de muestreo será como mínimo de dos (2) muestras por ciclo (60 Hz), y debe grabar los valores eficaces (RMS: Root Mean Square) de las cantidades eléctricas medidas.~~

~~*—La duración mínima de cada registro deberá ser de 20 minutos.~~

~~*—Monitoreo como mínimo las siguientes cantidades eléctricas:~~

~~—Tensiones y Corrientes por cada fase.~~

~~—Frecuencia del sistema.~~

~~—Potencia Activa, Potencia Reactiva y Potencia Aparente.~~

~~*—Arranque del registro de disturbio por:~~

~~—Cambios en Frecuencia $\pm 0,5$ Hz.~~

~~—Cambios en Tensión $\pm 15\%$~~

~~—Cambios en Potencia de 150%.~~

~~—Oscilaciones de Potencia.~~

~~—Oscilaciones de frecuencia.~~

~~—Oscilaciones de Tensión $\pm 10\% V_{nom}$.~~

Características de los Logger

~~*—El logger de disturbios debe ser como mínimo de dos (2) muestras por ciclo con un registro de duración mínima de siete (7) días, almacenando las variables de tensiones, corrientes, potencias (aparente, activa y reactiva) y frecuencia.~~

~~*—El logger de Calidad de Energía debe registrar como mínimo hasta el 64 armónico con una duración mínima de un mes, almacenando las variables de tensiones y corrientes.~~

(...)

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

“6.3.10 EQUIPOS REGISTRADORES DE FALLAS

Es obligación de las instalaciones de generación, transmisión y de la demanda instalar Equipos Registradores de Fallas (Registrador Osciloperturbógrafo), para captar información de los eventos de fallas que ocurran en el sistema eléctrico y realizar los análisis

respectivos, así como enviar la información al COES como lo establece la NTCSE.

Deberán ser equipos especializados en registros de fallas independientes de los relés de protección, para registrar eventos ocasionados por diversos fenómenos del sistema, monitorear el desempeño de los relés de protección y poder arrancar por diferentes variables ajustadas que se detallan más adelante, con gran capacidad de almacenamiento de registros de eventos.

Se tomará como referencia el documento "Requisitos Mínimos para los Sistemas de Protección del SEIN" y se cumplirá con la exigencia de equipamiento del Procedimiento Técnico del COES N° 40 en lo referido a la implementación de equipos Registradores de Fallas."

9.28 Comentario 28 (REP) Subestaciones

Ítem 9 del numeral 5.6.2 del Anexo 1

Se sugiere evaluar las condiciones sobre los interruptores instalados en la celda de acoplamiento para configuraciones doble barra. Debe aclararse que cargas serán transferibles y aclarar si deben o no tener mando sincronizado.

Sustento

Las ingenierías son diversas y no se homologa la necesidad de instalación de mandos sincronizadas.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Los interruptores que deben contar necesariamente con mando sincronizado son los que están indicados en los ítems 5.6.2 (9-b), 5.6.2 (9-c) y 5.6.2 (9-d).

El mando sincronizado en el acoplamiento sería necesario si por medio de este interruptor se hiciera la energización de un transformador o línea cuya celda tenga mando sincronizado, en el caso de transferencia de dicha celda al acoplamiento, pero la configuración del mando sincronizado es diferente si es aplicado en cierre de transformador o línea, además la condición de transferencia es de remota ocurrencia, por lo que no se considera exigir la instalación de relé de mando sincronizado en el acoplamiento.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

9.29 Comentario 29 (REP) Subestaciones

Ítem 1 del numeral 5.6.5 del Anexo 1

5.6.5 TRANSFORMADORES DE TENSIÓN

En la propuesta de modificación:

“5.6.5 TRANSFORMADORES DE TENSIÓN

Los transformadores de tensión deberán tener las siguientes características:

1. Los transformadores de tensión pueden ser inductivos o capacitivos.

Para el nivel de 500 kV, solo se utilizarán transformadores de tensión tipo capacitivo; excepto cuando sean instalados en una subestación tipo GIS o sean utilizados para servicios auxiliares o se instalen en las barras para facilitar la medición de armónicos, donde podrán ser inductivos. (....)”

En el numeral se indica que, para el nivel de 550 kV, la necesidad de instalación de transformadores capacitivos excepto cuando se instalen en barras para la medición de armónicos.

Al respecto, se sugiere que debe indicar que requieren transformadores de tensión en las 3 fases para todas las barras en todos los niveles de tensión de tipo inductivo o en su defecto transformadores de tensión capacitivos con dispositivos que permitan la medición de armónicos de tensión sin distorsión en el punto de conexión.

Sustento

Actualmente no se puede realizar adecuadas mediciones de armónicos de tensión en los sistemas de transmisión debido a que no se cuenta con transformadores de tensión inductivo en el sistema.

Existen en el mercado accesorios que se instalan en los transformadores de tensión capacitivo que permiten realizar adecuadamente las mediciones de tensiones armónicas como alternativa a los tipos inductivos.

Opinión del COES

Sugerencia aceptada.

La necesidad de mediciones adecuada de armónicos de tensión en 500 kV y 220 kV requiere de Transformadores de tensión inductivos y/o de accesorios especiales para los TT capacitivos, el titular de la barra de 500 kV o 220 kV deberá instalar una de las dos alternativas. por ello se sugiere que en la propuesta del inciso 1 del numeral 5.6.5 del PR-20 prepublicado, se incluya lo siguiente:

“5.6.5 TRANSFORMADORES DE TENSIÓN

Los transformadores de tensión deberán tener las siguientes características:

1. Los transformadores de tensión pueden ser inductivos o capacitivos.

*Para el nivel de 500 kV, solo se utilizarán transformadores de tensión tipo capacitivo; excepto cuando sean instalados en una subestación tipo GIS o sean utilizados para servicios auxiliares o se instalen en las barras para facilitar la medición de armónicos, donde podrán ser inductivos. **En el caso de los transformadores de tensión de barras de 220 kV deberán ser inductivos (...)***

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, ítem 1 del numeral 5.6.5 del Anexo 1 del proyecto de modificación del PR-20 quedara redactado de la siguiente manera:

"1. Los transformadores de tensión pueden ser inductivos o capacitivos.

Para el nivel de 500 kV, solo se utilizarán transformadores de tensión tipo capacitivo; excepto cuando sean instalados en una subestación tipo GIS o sean utilizados para servicios auxiliares o se instalen en las barras para facilitar la medición de armónicos, donde podrán ser inductivos. En el caso de los transformadores de tensión de barras de 220 kV deberán ser inductivos."

9.30 Comentario 30 (REP) Subestaciones

Ítem 3 del numeral 5.6.3 del Anexo 1

En la propuesta de modificación:

"5.6.3 SECCIONADORES Y CUCHILLAS DE PUESTA A TIERRA

Los seccionadores deberán tener las siguientes características:

(...)

3. Los seccionadores del STTN, STTR y STL deben ser operados mediante motores eléctricos de corriente continua (CC) y en forma manual al pie del seccionador. El accionamiento de la cuchilla de puesta a tierra debe ser motorizado de corriente continua (CC) o manual y se acciona desde el mismo seccionador.

(...)"

Se sugiere que los seccionadores STTN, STTR y STL, deben ser operados con motores eléctricos de corriente alterna AC y forma manual al pie de seccionador, también el accionamiento de la cuchilla de puesta a tierra también debe ser motorizado de corriente alterna AC o manual desde el mismo seccionador.

Sustento

Con esto se reduce considerable el dimensionamiento de los circuitos vitales de corriente continua, solo exclusivo para las protecciones y los interruptores.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Las principales ventajas del motor de corriente continua respecto a los de corriente alterna son su alto par de arranque, así como su arranque y parada rápidos, lo cual es necesario para seccionadores de 138kV, 220kV y 500 kV de mayor confiabilidad.

Respecto a razón indicada para pedir el cambio a motores de corriente alterna (reducir notablemente el dimensionamiento de los circuitos vitales de corriente continua), se considera que puesto que las maniobras (apertura o cierre) de los seccionadores dentro de una subestación se ejecutan de manera secuencial (uno después del otro) no incide en mayor medida en el dimensionamiento de los circuitos vitales de corriente continua.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

9.31 Comentario 31 (REP) Subestaciones

Ítem 7 del numeral 5.6.3 del Anexo 1

5.6.3 SECCIONADORES Y CUCHILLAS DE PUESTA A TIERRA

Comentario y/o Sugerencia

En la propuesta de modificación

"5.6.3 SECCIONADORES Y CUCHILLAS DE PUESTA A TIERRA

Los seccionadores deberán tener las siguientes características:

(...)

7. Contar con interbloqueos para evitar operaciones cuando su interruptor asociado está cerrado y/o cuando esté cerrado el seccionador de tierra.

Estos interbloqueos serán electromecánicos y serán aplicables tanto para los mandos motorizados como para los mandos manuales."

Se sugiere modificar el texto por:

"(...)

7. Contar con interbloqueos para evitar operaciones cuando su interruptor asociado está cerrado y/o cuando esté cerrado el seccionador de tierra.

Los interbloqueos serán eléctricos entre el interruptor y seccionador de línea."

Sustento

Los interbloques electromecánicos no existen entre el interruptor y seccionador de tierra, lo que existe es el interbloque eléctrico y mecánico entre los seccionadores de línea y tierra.

Opinión del COES

Sugerencia aceptada.

Se debe tener interbloqueo entre interruptor y seccionador de línea. La naturaleza de este interbloqueo eléctrico, mecánico o mecánico eléctrico depende de la ingeniería de detalle que se desarrolle.

En ese sentido se sugiere modificar el numeral inciso 7 del numeral 5.6.3 del PR-20 prepublicado, en el siguiente sentido:

"5.6.3 SECCIONADORES Y CUCHILLAS DE PUESTA A TIERRA

Los seccionadores deberán tener las siguientes características:

(...)

7. Contar con interbloques para evitar operaciones cuando su interruptor asociado está cerrado y/o cuando esté cerrado el seccionador de tierra.

~~*Estos interbloques serán electromecánicos y serán aplicables tanto para los mandos motorizados como para los mandos manuales."*~~

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, el ítem 7 del numeral 5.6.3 del Anexo 1 del proyecto de modificación del PR-20 quedará redactado de la siguiente manera:

"7. Contar con interbloques para evitar operaciones cuando su interruptor asociado está cerrado y/o cuando esté cerrado el seccionador de tierra."

9.32 Comentario 32 (REP) Protecciones

Numeral 6.11.1 del Anexo 1

6.11.1 INSTALACIONES DEL STTN Y STTR

En la propuesta de modificación

"6.11.1 INSTALACIONES DEL STTN Y STTR

(...)

El sistema de comunicaciones de respaldo debe estar soportado en cable tipo OPGW, ADSS o sistema de Onda Portadora digital. Las vías principales y de respaldo deben ser totalmente independientes una de otra físicamente.

En caso de tramos subterráneos, el sistema de comunicación principal será implementado mediante cables de fibra óptica dieléctricos soterrados y el de respaldo por otro similar u otro medio de comunicación.”

Se requiere que se restrinja el uso de la onda portadora en los esquemas de teleprotección. Se recomienda que se la ruta alterna también este planteada por enlaces de Fibra óptica.

Sustento

- Disparos indeseados por recepciones de DDT.
- Tecnología obsoleta propensa al ruido.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

El medio de comunicación mediante onda portadora es propuesta como una alternativa de respaldo, cabe recalcar que también se considera la Fibra Óptica o microondas como respaldo.

Ver opinión del COES al Comentario 112 de ORYGEN.

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver Comentario 112 de ORYGEN. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

9.33 Comentario 33 (REP) Protecciones

Numeral 6.5 del Anexo 1

Se recomienda que los relés diferenciales de barra también tengan otro relé de respaldo. Además, no se debería restringir el tipo de diferencial de barra (centralizada o descentralizada) por nivel de tensión, la ingeniería debe decidir cuál de ellas implementar.

Sustento

- Fallas de las unidades de bahía en el caso de diferenciales de bahía descentralizadas.
- Gran cantidad de cambios de ajustes ante falla de la protección de barras.

Opinión del COES

Sugerencia parcialmente aceptada.

Con respecto al segundo equipo de protección diferencial de barras sugerida, se debe tener en cuenta que el procedimiento considera el equipamiento mínimo de protección.

Por otro lado, con respecto al tipo de diferencial de barra, el tipo no centralizado se utiliza principalmente en subestaciones AIS, en las cuales, por el tamaño de la subestación, las unidades de bahía de la protección diferencial se encuentran en las casetas de campo.

En este sentido, en subestaciones GIS al ser compactas no amerita tener una protección diferencial distribuida, ya que generalmente todo está en un solo tablero.

En línea con lo expuesto, se recomienda modificar el inciso 2 del numeral 6.5 del Capítulo 6 del Anexo 1 del PR-20 prepublicado:

“(…)

6.5 PROTECCIÓN DE BARRAS (87B, 50BF)

(..)

*2. Para los niveles de tensiones de 220 kV y 500 kV deberán ser del tipo no centralizado y para niveles de tensión de 138 kV puede ser del tipo centralizado. **En el caso de subestaciones GIS podrá utilizarse del tipo centralizado.***

(…)”

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, corresponde modificar el ítem 2 del numeral 6.5 del Anexo 1 del proyecto de modificación del PR-20 con la siguiente redacción:

“2. Para los niveles de tensiones de 220 kV y 500 kV deberán ser del tipo no centralizado y para niveles de tensión de 138 kV puede ser del tipo centralizado. En el caso de subestaciones GIS podrá utilizarse del tipo centralizado.”

9.34 Comentario 34 (REP) Protecciones

Numeral 6.3.3 del Anexo 1

“6.3.3 RESPALDO REMOTO

(…)

Para los esquemas de teleprotección los relés con funciones de distancia y sobrecorriente direccional se podrán conectar a través de medios de transmisión en fibra óptica u onda portadora.”

Se debe permitir además la utilización de sistemas portadores que hagan uso del espectro radioeléctrico.

Sustento

Permitir habilitar las tecnologías disponibles, sujeta a que se cumpla con lo requerido en el numeral 6.3.1 TIEMPO DE DESPEJE DE FALLA

Opinión del COES

Sugerencia aceptada.

Se sugiere permitir la implementación como sistema de comunicación de respaldo el equipo de microondas.

Ver opinión del COES al Comentario 112 de ORYGEN.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinergmin al Comentario 112 de ORYGEN.

9.35 Comentario 35 (REP) Protecciones

Numeral 6.3.3 del Anexo 1

"6.3.3 RESPALDO REMOTO

(...)

Para los esquemas de teleprotección los relés con funciones de distancia y sobrecorriente direccional se podrán conectar a través de medios de transmisión en fibra óptica u onda portadora."

Se sugiere modificar el texto por:

"Para los esquemas de teleprotección los relés con funciones de distancia y sobrecorriente direccional se podrán conectar a través de medios de transmisión en fibra óptica u onda portadora, siendo o no parte de una red en anillo."

Sustento

Utilizar medios de comunicación que son parte de la red interconectada del transporte eléctrico.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Se recomienda no considerar en el procedimiento casos particulares ya que serán revisados en su respectivo Estudio de Pre-Operatividad.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinergmin al Comentario. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

9.36 Comentario 36 (REP) **Protecciones**

Numeral 6.10.2 del Anexo 1

"6.10.2 UNIDAD DE MEDICIÓN FASORIAL (PMU)

(...)

El titular de la nueva instalación tendrá la responsabilidad de implementar y mantener el envío de la información fasorial desde sus equipos (PDC o PMU) hasta los PDCs del COES mediante un canal de comunicaciones dedicado.

(...)

Para el envío de datos deberá considerarse lo siguiente:

- 1. El protocolo para el envío de datos es el IEEE C37.118, acorde al estándar IEEE C37.118.2- 2011 o la versión que lo actualice, complemente o reemplace.*
- 2. El canal de comunicación debe ser de fibra óptica, con una latencia menor a 200 ms registrada en el PDC del COES.*

(...)"

Se sugiere indicar como debe procederse en caso de que no se cuente con fibras ópticas en todo el trayecto entre la nueva instalación y el sitio en el cual se encuentran instalados los PDCs del COES: ¿Se requiere instalar cables con FO para completar la ruta y cumplir con lo aquí requerido?

Sustento

Garantizar que las comunicaciones con los centros de control sean confiables.

Opinión del COES

Sugerencia aceptada.

Sugerimos que para la transmisión de datos se pueda utilizar medios de comunicación como la fibra óptica u otro, siempre que se garantice el cumplimiento de los requerimientos establecidos en el numeral 6.10.2.

De otro lado, sobre el tiempo de latencia, recomendamos considerar 500 ms hasta los PDC del COES, teniendo en cuenta que los sistemas de control y protección no serán implementados desde el PDC del COES. Con relación a los sistemas de control y protección a ser implementados en el SEIN los tiempos de latencia serán determinados de acuerdo con cada necesidad particular que serán evaluados en sus respectivos EPO y EO.

Por lo tanto, se sugiere modificar el numeral 6.10.2 del Capítulo 6 del Anexo 1 del PR-20 prepublicado, en el siguiente sentido:

"6.10.2 UNIDAD DE MEDICIÓN FASORIAL

(...)

Para el envío de datos deberá considerarse lo siguiente:

(...)

2. ~~**El canal de comunicación debe ser de fibra óptica, con**~~ **Garantizar una latencia ~~menor a 200~~ máxima de 500 ms** registrada en el PDC del COES.

(...)

6. Enviar al COES el respectivo protocolo de calibración de cada PMU

7. **El canal de comunicación podrá utilizar cualquier medio de transmisión, como fibra óptica u otro, siempre y cuando este medio garantice el ancho de banda requerido, la latencia máxima establecida e inmunidad ante interferencias electromagnéticas.**

8. **Se debe garantizar una disponibilidad total del 99.95% considerando el último año como referencia.**

(...)”

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, corresponde modificar el ítem 2 e incorporar los ítems 7 y 8 al numeral 6.10.2 del Anexo 1 del proyecto de modificación del PR-20 con la siguiente redacción:

“Para el envío de datos deberá considerarse lo siguiente:

(...)

2. *Garantizar una latencia máxima de 500 ms registrada en el PDC del COES.*

(...)

7. *El canal de comunicación podrá utilizar cualquier medio de transmisión, como fibra óptica u otro, siempre y cuando este medio garantice el ancho de banda requerido, la latencia máxima establecida e inmunidad ante interferencias electromagnéticas.*

8. *Se debe garantizar una disponibilidad total del 99.95% considerando el último año como referencia.”*

9.37 Comentario 37 (REP) Protecciones

Numeral 6.11 del Anexo 1

Se sugiere permitir además la utilización de sistemas portadores que hagan uso del espectro radioeléctrico.

Sustento

Garantizar que las comunicaciones con los centros de control sean confiables.

Opinión del COES

Sugerencia aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 112 de ORYGEN.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinergmin al Comentario 112 de ORYGEN.

9.38 Comentario 38 (REP) Protecciones

Numeral 6.11.1 del Anexo 1

En la propuesta de modificación:

"6.11.1 INSTALACIONES DEL STTN Y STTR

(...)

El sistema de comunicaciones principal debe estar soportado en cable tipo OPGW (Optical Ground Wire), constituido en su parte óptica por fibra óptica monomodo de 36 (treintiseis) hilos o más, que cumpla con la recomendación de la International Telecommunication Union ITU-T G.652.D, (Ref. [29]) u otra norma aplicable. En caso de líneas de transmisión existentes en donde no sea posible instalar cable tipo OPGW, queda la alternativa de instalar cable tipo ADSS (All Dielectric Self-Supporting).

(...)"

Se sugiere incluir la implantación de cables soterrados con fibras ópticas.

Sustento

Permitir evaluar la mejor relación costo – riesgo – desempeño del cable óptico a instalar de acuerdo con las condiciones particulares de las instalaciones.

Opinión del COES

Sugerencia parcialmente aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 112 de ORYGEN.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinergmin al Comentario 112 de ORYGEN.

9.39 Comentario 39 (REP) Protecciones

Numeral 6.11.1 del Anexo 1

6.11.1 INSTALACIONES DEL STTN Y STTR

Se entiende entonces que en instalaciones existentes que no cuenten con cables equipados con fibras ópticas es mandatorio la instalación de este tipo de cables tanto en solicitudes de ampliación como en aquellas emanadas por Proinversión.

Por favor confirmar si este entendimiento es correcto.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Estos casos corresponden a líneas de transmisión preparadas para doble terna, que solo cuentan con un circuito y se propone implementar el segundo circuito, así como líneas existentes seccionadas y sea requerida la implementación de fibra óptica. En el caso de proyectos licitados la incorporación de medios de comunicación debe estar indicado como parte del alcance.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

9.40 Comentario 40 (REP) Protecciones

Numeral 6.11.1 del Anexo 1

6.11.1 INSTALACIONES DEL STTN Y STTR

Se entiende entonces que pueden utilizarse sistemas portadores que hagan uso del espectroradioeléctrico.

Por favor confirmar si este entendimiento es correcto.

Opinión del COES

Sugerencia aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 112 de ORYGEN.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinergmin al Comentario 112 de ORYGEN.

9.41 Comentario 41 (REP) Protecciones

Numeral 6.11.2 del Anexo 1

6.11.2 INSTALACIONES DEL STL

En la propuesta de modificación:

"6.11.2 INSTALACIONES DEL STL

(...)

Será suficiente con instalar un sistema de comunicaciones soportado en cable tipo OPGW (Optical Ground Wire), constituido en su parte óptica por fibra óptica monomodo de 36 (trentiseis) hilos o más

(...)”

Se sugiere incluir además de cables OPGW, permitir considerar la instalación de cables ADSS o soterrados con fibras ópticas.

Sustento

Permitir evaluar la mejor relación costo – riesgo – desempeño del cable óptico a instalar de acuerdo con las condiciones particulares de las instalaciones.

Opinión del COES

Sugerencia parcialmente aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 112 de ORYGEN.

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinerghmin al Comentario 112 de ORYGEN.

9.42 Comentario 42 (REP) Protecciones

Numeral 7.4.4 del Anexo 1

7.4.4 REDUNDANCIA

En la propuesta de modificación:

“7.4.4 REDUNDANCIA

Todo nuevo proyecto deberá implementar mecanismos de redundancia que permitan la disponibilidad permanente de las señales y cumplir con lo establecido en la NTIITR, la cual, dispone que los componentes que deben considerarse para implementar los mecanismos de redundancia son los siguientes:

- *Sistemas SCADA*
- *Equipos de comunicaciones*
- *Redes (routers, switches, líneas dedicadas, entre otros)*
- *Servidores ICCP*

Servidores de base de datos”

Se sugiere modificar el texto por:

“7.4.4 REDUNDANCIA

“Todo nuevo proyecto deberá implementar mecanismos de redundancia que permitan la disponibilidad permanente de las señales y cumplir con lo establecido en la NTIITR, la cual, dispone que los componentes que deben considerarse para implementar los mecanismos de redundancia son los siguientes:

- *Sistemas SCADA*
- *Equipos de telecomunicaciones (Multiplexores, Ondas Portadoras u otros)*
- *Ciberseguridad (firewall, equipos de seguridad perimetral u otros)*
- *Redes (routers, switches, líneas dedicadas, entre otros)*
- *Servidores ICCP*

Servidores de base de datos”

Sustento

No se hace una distinción clara entre equipos de comunicaciones y equipos de redes. Tampoco está claro cuáles son los equipos de comunicaciones. Se propone:

- Mantener el termino de equipos de redes para todos los IEDs dentro de una red LAN de la subestación.
- Agregar equipos de telecomunicaciones para todos los equipos de transporte que permitan la conectividad de la subestación con el centro de control, deben de trabajar en un esquema redundante.

Agregar equipos de ciberseguridad que permitan proteger los activos de una subestación ante amenazas cibernéticas, deben de trabajar en un esquema redundante.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Para evitar diferentes interpretaciones, se recomienda mantener lo establecido en la NTIITR donde se establecen la redundancia de los equipos de comunicaciones, en ese sentido se sugiere no aceptar la propuesta de cambio

Con respecto a los equipos de ciberseguridad, ver opinión del COES al Comentario 113 de ORYGEN.

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinerghmin al Comentario 113 de ORYGEN. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

9.43 Comentario 43 (REP) Protecciones

Numeral 7.4 del Anexo I

Incorporar un numeral dedicado a la Ciberseguridad de la red OT en subestación:

“Durante la fase de diseño de la arquitectura de automatización, es esencial realizar un análisis exhaustivo de ciberseguridad para identificar y mitigar posibles vulnerabilidades desde el inicio del proyecto. Esto implica la integración de controles de seguridad robustos en el diseño mismo de los sistemas, siguiendo principios como el de mínima exposición y la segmentación de redes. Además, se deben establecer protocolos de cifrado fuertes para proteger la integridad y confidencialidad de los datos transmitidos, junto con mecanismos de autenticación sólidos para garantizar la legitimidad de los usuarios y dispositivos que acceden al sistema.

Para fortalecer las defensas cibernéticas, es necesario la implementación de firewalls de siguiente generación junto a IDS para monitorear activamente el tráfico de red. Estas soluciones proporcionan una capa de protección contra amenazas externas e internas, permitiendo una visibilidad profunda del tráfico de red, la identificación proactiva de comportamientos anómalos y una capacidad de respuesta inmediata ante posibles incidentes de seguridad cibernética”

Sustento

La incorporación de un numeral específico dedicado a la ciberseguridad dentro del PR20 del COES es fundamental por varias razones:

- Relevancia en el contexto actual: En un mundo cada vez más digitalizado y conectado, la ciberseguridad se ha vuelto un aspecto crítico en la gestión de cualquier sistema de automatización. La creciente amenaza de ciberataques y la sofisticación de las técnicas utilizadas resaltan la importancia de abordar este tema de manera específica y detallada en las regulaciones y estándares pertinentes.
- Protección de infraestructuras críticas: Los sistemas de automatización y control local son vitales para el funcionamiento de infraestructuras críticas como el sector eléctrico. Dado su rol esencial en la sociedad, es crucial garantizar su seguridad cibernética para prevenir interrupciones no deseadas o daños a gran escala que podrían tener consecuencias devastadoras.
- Enfoque preventivo y proactivo: La inclusión de un numeral específico de ciberseguridad dentro del PR20 del COES permitiría adoptar un enfoque preventivo y proactivo en la gestión de riesgos cibernéticos. Esto implica identificar y abordar posibles vulnerabilidades desde las etapas iniciales de

diseño, implementación y operación de los sistemas, en lugar de esperar a que ocurra un incidente para tomar medidas correctivas.

- Coherencia con estándares internacionales: Muchos organismos y entidades internacionales, como NIST, ISO, NERC-CIP, y la Agencia Europea de Ciberseguridad, han desarrollado estándares y directrices específicas en materia de ciberseguridad para infraestructuras críticas. Incorporar un numeral de ciberseguridad en el PR20 del COES permitiría alinear las prácticas y regulaciones nacionales con estos estándares internacionales reconocidos.

En resumen, la inclusión de un numeral dedicado a la ciberseguridad dentro del PR20 del COES es esencial para garantizar la protección y resiliencia de las infraestructuras críticas ante las crecientes amenazas cibernéticas, adoptando un enfoque preventivo y proactivo en la gestión de riesgos y asegurando la coherencia con estándares internacionales reconocidos.

Opinión del COES

Sugerencia parcialmente aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 113 de ORYGEN.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinergmin al Comentario 113 de ORYGEN.

9.44 Comentario 44 (REP) Procedimental

Numeral 9.10

En el numeral 9.10 se menciona que se desaprobará el EPO cuando no se haya absuelto las observaciones satisfactoriamente. Por lo tanto, indicar el motivo por el cual se ha agregado la palabra “satisfactoriamente” en la nueva versión de PR-20.

Sustento

El término absolver observaciones ya implica que se ha cumplido con el levantamiento de observaciones

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 3 de KALLPA.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinergmin al Comentario 3 de KALLPA. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

9.45 Comentario 45 (REP) Procedimental

Numeral 9.13

9.13 Conclusión de la vigencia del Certificado de Conformidad del EPO

En el numeral 9.13 punto 5, se debe de limitar la pérdida de vigencia del EPO ante eventos de fuerza mayor que modifiquen el sistema o características técnicas en el punto de conexión, por motivos ajenos al titular del proyecto. Se recomienda añadir una descripción de actualizar el EPO, mas no perder la vigencia.

Sustento

Pueden existir factores externos ajenos al titular del proyecto que eviten o dilaten la conexión del proyecto al SEIN.

Opinión del COES

Sugerencia parcialmente aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 4 de REP.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinergmin al Comentario 4 de REP.

9.46 Comentario 46 (REP) Requisitos Generales PR-20

Anexo I

Se sugiere mostrar con rangos los niveles de tensión y no solo dejar predeterminada para los niveles de tensiones nominales.

Por ejemplo, Tensión $\geq 10\text{kV}$; Tensión $\geq 20\text{kV}$; Tensión $\geq 30\text{kV}$; Tensión $\geq 50\text{kV}$; Tensión $\geq 100\text{kV}$; Tensión $\geq 200\text{kV}$; Tensión $\geq 500\text{kV}$

Sustento

En el SEIN existen barras de generación y transmisión que operan a niveles distintos a los niveles de tensión convencional, por ejemplo, Barra de SE Paragsha 128kV, Barra de SE La Brea 66kV, Barra SE Paragsha 50kV, Barra de SE San Juan 210kV; etc.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Si bien en la actualidad existen muchas tensiones de operación, la tendencia es a uniformizar dichas tensiones.

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

9.47 Comentario 47 (REP) Requisitos Generales PR-20

Numeral 1.3 del Anexo 1

En el numeral 1.3 se propone codificar los transformadores y/o autotransformadores de 2 devanados con 3 dígitos iniciando y finalizando con el número 0, por ejemplo, T0XX-XX0. Al respecto se observa que no sería necesario agregar un dígito adicional al inicio ni al final de la nomenclatura cuando se tiene 2 devanados y solo seguir el orden consecutivo conforme se valla codificando, ya que finalmente la nomenclatura que haría la diferencia en si tiene 2 o 3 devanados serían los dígitos posteriores al guion, por ejemplo, T32-261 (Transformador de 3 devanados en 220/60/10kV).

Sustento

El colocar un dígito al final de nomenclatura para un transformador o autotransformador de 2 devanados, por ejemplo, colocar el código T142-260 podría generar confusión ya que existentes devanados delta de 0.4kV ó 0.38kV que alimentan servicios auxiliares de la subestación, lo cual podría causar confusión en si la nomenclatura hace referencia a un transformador de 2 devanados T142-260 de 220/60kV ó si hace referencia a un transformador de 3 devanados T142-260

220/60/0.4kV.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

El objetivo de la codificación es estandarizar los códigos, por lo que se recomienda mantener la cantidad de dígitos propuestos.

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

9.48 Comentario 48 (REP) Requisitos Generales PR-20

Numeral 1.3 del Anexo 1

El numeral 1.3 se indica que los reactores y bancos de condensadores shunt tendrían la nomenclatura RP y CP, al respecto se sugiere mantener la codificación existente para equipos de compensación reactiva tipo shunt como R y C y solo diferenciarlos si son de línea o en conexión serie. Por otro, lado el documento no diferencia si un reactor es de línea o de barra, siguiendo

el comentario anterior se hace más engorroso diferenciarlos por niveles de tensión y con 4 dígitos a que solo diferenciarlos por números consecutivo, ya que en la operación en tiempo real el CCO-COES antes de dar la orden hace alusión a la barra y al nivel de tensión endonde se hará la maniobra.

Por otro lado, no se especifica si el orden de los correlativos sería de forma general por tipo de equipo o si se especificaría por nivel de tensión

Sustento

Teniendo en cuenta que existen barras que no operan en los valores convencionales de tensión y a la cantidad de compensación inductiva que se tiene en el SEIN, no se ve necesario utilizar una nomenclatura de 4 dígitos para denominar los equipos inductivos

Opinión del COES

Sugerencia parcialmente aceptada.

En el caso de reactores paralelo (reactores shunt) con el fin de poder identificarlos durante la operación se incluirá lo siguiente en la codificación:

RB: Reactor Paralelo de Barra

RL: Reactor Paralelo de Línea

Por lo tanto, se sugiere modificar el numeral 1.3 del capítulo 1 del Anexo 1 del PR-20 prepublicado, en el siguiente sentido:

"1.3 CODIFICACIÓN DE EQUIPOS

(...)

- Equipos de Compensación Reactiva

Los equipos de compensación fija deberán tener la siguiente estructura:

(...)

Ejemplo de aplicación:

RS - 2005 (Reactor Serie en barra 200 kV número 5)

RP - 2030 (Reactor Paralelo en barra 220 kV número 30)

CS - 5015 (Capacitor Serie en nivel 500 kV número 15)

CP - 1130 (Capacitor Paralelo en nivel 138 kV número 130)

Los Reactores Paralelo, podrán codificarse como Reactores de Barra (RB) o Reactores de Línea (RL).

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, el numeral 1.3 del Anexo 1 del proyecto de modificación del PR-20 quedará redactado de la siguiente manera:

"1.3 CODIFICACIÓN DE EQUIPOS

(...)

Equipos de Compensación Reactiva

- *Los equipos de compensación fija deberán tener la siguiente estructura:*

(...)

Ejemplo de aplicación:

RS - 2005 (Reactor Serie en barra 200 kV número 5)

RP - 2030 (Reactor Paralelo en barra 220 kV número 30)

CS - 5015 (Capacitor Serie en nivel 500 kV número 15)

CP - 1130 (Capacitor Paralelo en nivel 138 kV número 130)

Los Reactores Paralelo, podrán codificarse como Reactores de Barra (RB) o Reactores de Línea (RL)."

9.49 Comentario 49 (REP) Requisitos Generales PR-20

Número 1.3 del Anexo 1

1.3 CODIFICACIÓN DE EQUIPOS

En el numeral 1.3 se sugiere denominar a las compensaciones serie fijas como CS, al respecto esta nomenclatura a primera impresión haría referencia a Compensador Síncrono. Se sugiere mantener la nomenclatura XC (Reactancia Capacitiva)

Sustento

Los equipos de compensación serie fija cuentan con equipos de control y protección propio, independientes de la línea de transmisión, además de equipos de su propio interruptor, pararrayos, TC, etc. Lo cual los hace un conjunto de equipos y no solo un capacitor serie.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

A nivel transmisión no se considera la conexión de Compensadores Síncronos.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

9.50 Comentario 50 (REP) Requisitos Generales PR-20

Numeral 1.3 del Anexo I

Del numeral 1.3 se entiende que la nueva nomenclatura aplicaría para las instalaciones y/o equipos cuya puesta en servicio sea posterior a la publicación del PR-20. Esto debe aclararse en el documento ya que los códigos asignados implican colocar la nomenclatura no solo a nivel de equipos de patio y SCADA sino también a nivel de arquitectura de control, protección, procedimientos de maniobras, procedimientos de trabajos y gestión de activos.

Sustento

El numeral 1.3 no especifica si el cambio de nomenclatura será para las nuevas instalaciones que se integren al SEIN posterior a la aprobación del nuevo PR-20 o si aplicará también a los equipos existentes.

Opinión del COES

Consulta atendida.

La codificación será para los nuevos equipos que se conecten al SEIN luego de aprobado el PR-20.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

9.51 Comentario 51 (REP) Requisitos Generales PR-20

Numeral 1.3 del Anexo I

El numeral 1.3 no indica los criterios que se tendrá en la codificación en caso de instalaciones que seccionan líneas existentes. Por lo general el criterio ha sido que en caso de conexiones tipo Pi que seccionan líneas existentes, la línea que cambiaría de código sería la que luego del seccionamiento presente la menor longitud, mientras que el tramo restante mantiene su nomenclatura original. Debe indicarse este tipo de caso en la descripción de nomenclaturas de líneas.

Sustento

Debido al libre acceso, los nuevos proyectos de generación y demanda que se conectan al SEIN seccionan líneas, el numeral 1.3 no especifica este tipo de caso.

Opinión del COES

Consulta atendida.

Durante el proceso de asignación de códigos, siempre se consulta a los Titulares de las Líneas sobre que tramo mantendrá el código; y la codificación se realiza contando con el acuerdo del Titular.

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

9.52 Comentario 52 (REP) Requisitos Generales PR-20

Numeral 1.3 del Anexo 1

Falta detallar la forma de codificación de líneas menores a 100 kV.

Sustento

En el punto 1.2 Alcance, indica que el COES va a codificar solo las líneas para tensiones mayores a 100 kV.

Opinión del COES

Consulta atendida.

En el numeral 1.2 de la propuesta se indica que la codificación de las líneas con niveles menores a 100 kV las realizaría el COES.

Los criterios a utilizar serían los mismos indicados en la propuesta.

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

9.53 Comentario 53 (REP) Requisitos Generales PR-20

Numeral 1.3 del Anexo 1

Para la codificación de los equipos mayores a 100 kV se debe validar con todos los agentes del SEIN el último código usado para codificar sus distintos equipos (reactores, transformadores, etc) para tomar como punto de partida el correlativo de este código. De esta manera evitar duplicidad de códigos de equipos existentes.

Sustento

Es necesario evitar duplicidad ya que en la operación tiempo real puede traer confusiones en las maniobras o restablecimientos por falla. También hay que considerar que las codificaciones de los equipos existentes están presentes en los diagramas unifilares, en planos, relés, controladores, etc y hacer alguna

actualización o modificación de los códigos requiere recursos económicos no presupuestados.

Opinión del COES

Consulta atendida.

La codificación será para los nuevos equipos que ingresen al SEIN luego de la vigencia del procedimiento. Para ello se tomará en cuenta la codificación existente.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

9.54 Comentario 54 (REP) Requisitos Generales PR-20

Numeral 2.3.1 del Anexo 1

Respecto al numeral 2.3.1, los nuevos tramos de línea que se construyan al seccionar la línea actual, así como las celdas generadas deberán de ser transferidas al actual concesionario, sin que el actual propietario pierda el control total de la línea.

Los reactores de línea o cualquier otro equipamiento que se incluya deberá de ser transferido al actual propietario de la línea mediante una adenda a su contrato de concesión.

Sustento

Con el seccionamiento de la línea existente el actual concesionario no debe perder el control y operación total de la línea. Tomamos como ejemplo la LT 220 kV Asia Cantera donde los extremos remotos son de otros concesionarios diferentes a REP su operación es complicada y se deteriora la flexibilidad para casos de mantenimiento dado que se tiene dependencia para desenergizar en casos de emergencia, tampoco se puede operar y aperturar interruptores de manera rápida en caso se presente una persona en la torre o cercana a las fases. En casos de mantenimiento de la línea se requiere de múltiples permisos para desenergizar la línea.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

El PR-20 es un procedimiento de carácter técnico, en este procedimiento no se puede definir la Titularidad de los nuevos equipos que ingresen, los mismos son definidos en los Contratos o Convenios de Conexión.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

9.55 Comentario 55 (REP) Subestaciones

Numeral 2.3.2 del Anexo 1

Numeral 2.3.2 Criterios para otras configuraciones de barras

Las barras con configuración barra simple desde su diseño deben dejar los espacios necesarios y suficientes para la futura implementación de la segunda barra y su acople en caso la barra ya cuente con 5 ó 6 celdas, en lugar de realizar la ampliación longitudinal.

Sustento

Se debe especificar que, a futuro, se debe implementar la segunda barra si es que la simple barra ya cuenta con 6 celdas, la operación de 6 celdas en simple barra es de baja confiabilidad.

No se debe permitir el crecimiento longitudinal en simple barra (6 celdas en un extremo y 6 celdas en otro extremo) debido a su baja confiabilidad y alta ENS.

Se solicita que como máximo las barras simples tengan 5 celdas conectadas, 6 tiene alto impacto en casos de falla.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Las subestaciones de barra simple están consideradas para sistemas STL, donde el dimensionamiento depende del titular de la instalación, se mantiene un mínimo de seguridad y confiabilidad de la instalación permitiendo solo la conexión de hasta 6 circuitos en dicha barra y el crecimiento longitudinal de 4 celdas separadas por una celda de seccionamiento de barras.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

9.56 Comentario 56 (REP) Requisitos Generales PR-20

Numeral 2.2 del Anexo 1

En el Capítulo 2.2 se menciona que las soluciones a los problemas de sobrecargas en líneas de transmisión y/o transformadores de potencia del STTN y STTR serán analizados en el marco del plan de transmisión; sin embargo, tanto los problemas originados por el proyecto a conectarse en el

SEIN en el STTN, STTR o STTL deben ser asumidos por el titular del proyecto que requiera conectarse al sistema.

"2.2 ALCANCE

(...)

Las soluciones a los problemas de sobrecargas en líneas de transmisión y/o transformadores de potencia del STTN y STTR asociados a una instalación que se conecte por primera vez al SEIN, serán analizadas en el marco del Plan de Transmisión del periodo correspondiente, realizando las recomendaciones necesarias para asegurar la operatividad del SEIN. Las que correspondan a instalaciones del STL, serán analizadas en el EPO del proyecto que genera las sobrecargas."

Sustento

No debería haber una diferenciación para quien origine un problema en la red, de ser un proyecto que ocasiona sobrecargas en elementos actuales del SEIN, las soluciones a estos problemas deberían ser asumidos por el proyecto.

Opinión del COES

Sugerencia parcialmente aceptada.

Se sugiere modificar el numeral 2.2 del capítulo 2 del Anexo 1 del PR-20 prepublicado, en los siguientes términos:

"(...)

2.2 ALCANCE

Las soluciones a los problemas de sobrecargas en líneas de transmisión y/o transformadores de potencia del STTN, STTR asociadas a una instalación que se conecte por primera vez al SEIN, **además de ser analizadas en el EPO que genera las sobrecargas, donde se deben considerar las medidas de mitigación respectivas, también** serán analizadas en el marco del Plan de Transmisión del periodo correspondiente, realizando las recomendaciones necesarias para asegurar la operatividad del SEIN. Las que correspondan a instalaciones del STL, serán analizadas en el EPO del proyecto que genera las sobrecargas.

(...)"

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, el numeral 2.2 del Capítulo 2 del Anexo 1 del proyecto de modificación del PR-20 quedará redactado de la siguiente manera:

"2.2 ALCANCE

(...)

Las soluciones a los problemas de sobrecargas en líneas de transmisión y/o transformadores de potencia del STTN, STTR asociadas a una instalación que se conecte por primera vez al SEIN, además de ser analizadas en el EPO que genera las sobrecargas, donde se deben considerar las medidas de mitigación respectivas, también serán analizadas en el marco del Plan de Transmisión del periodo correspondiente, realizando las recomendaciones las recomendaciones necesaria para asegurar la operatividad del SEIN. Las que correspondan a instalaciones del STL, serán analizadas en el EPO del proyecto que genera las sobrecargas.”

9.57 Comentario 57 (REP) Protecciones

Numeral 2.3.1 del Anexo 1

En el numeral 2.3.1 se menciona que “en los tramos de línea corta resultantes (...)”; sobre ello se solicita agregar en la nueva versión del PR-20 la definición de una línea corta, o bajo que normativa o metodología se puede catalogar a una línea de tantos kilómetros, en corta, media o larga. De ser la metodología o normativa, el SIR, se debe de especificar con que método de cortocircuito realizar los cálculos para clasificar una línea en corta, media o larga.

“2.3.1 CRITERIOS PARA LA CONEXIÓN EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

(...)

Las líneas de transmisión definidas como STTR y STL deberán cumplir con los criterios establecidos en la Tabla 2.1. De no poder cumplir con alguno de los criterios, el proyecto deberá conectarse a una de las subestaciones ubicadas al extremo de la línea.

En el caso de seccionarse una línea de transmisión, el titular de la nueva instalación deberá considerar e implementar la reubicación de transposiciones, modificación de reactores de línea (si los tuviera), así como el cambio o adecuación de las protecciones y sistemas de comunicación de la línea existente. En caso de que, al seccionarse las líneas, en los tramos de línea corta resultantes se requiera protección diferencial de línea y la línea existente no tenga fibra óptica, se debe implementar el sistema de comunicación necesario para dejar operativa este tipo de protección. En los otros tramos, se deberá mantener el esquema de protección y comunicaciones de la línea original.

(...)”

Sustento

En el proyecto de punta lomititas la línea desde Ica hacia subestación intermedia se catalogó como media por el SIR, pero usando otro método de cortocircuito salía corta. Siendo válido el método de cálculo de cortocircuito en el cual la línea se sustentaba como corta, se debió colocar fibra óptica en ese tramo de la línea, lo cual no fue así en la realidad.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Los criterios para determinar el SIR de una línea se basan en el estándar IEEE C37.113, (Guía de IEEE para aplicaciones de relé de protección para líneas de transmisión) el cual se indica en el numeral 6.3 del capítulo 6 del Anexo 1 del PR-20 prepublicado. Además, se debe considerar el método completo para determinar los valores de cortocircuito por representar valores más exactos.

Con respecto a la longitud mínima, ver opinión del COES al Comentario 102 de ORYGEN.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinergmin al Comentario 102 de ORYGEN. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

9.58 Comentario 58 (REP) Requisitos Generales PR-20

Numeral 2.3.1 del Anexo 1

En el numeral 2.3.1 se menciona que se deberá adaptar la compensación serie existente al seccionar una línea de transmisión. Se requiere que en este párrafo se especifique sustentar en estudios eléctricos si la compensación serie es necesaria o no cuando se seccione la línea de transmisión por el ingreso de un proyecto; de no requerir adaptar la compensación serie, se debería quedar en bypass.

Sustento

La línea entre Cotaruse y Socabaya cuenta con compensación serie; sin embargo, los flujos de potencia analizados en diversos escenarios hacia el futuro muestran una baja cargabilidad en estas líneas, por lo tanto, cualquier proyecto que se requiera conectarse a estas líneas deberá seccionar y adaptar la compensación serie de acuerdo con lo propuesto en el PR-20, siendo lo correcto estudiar la necesidad de tener una compensación serie en esos tramos.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 26 de ORYGEN.

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinerghmin al Comentario 26 de ORYGEN. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

9.59 Comentario 59 (REP) Subestaciones

Numeral 2.3.2 del Anexo 1

En la propuesta de modificación:

"2.3.2 CRITERIOS PARA LA CONEXIÓN DE SUBESTACIONES

(...)

Criterios para las Configuraciones en Doble Barra y Doble Barra con Seccionador de Transferencia

(...)

Cada Interruptor debe contar con los seccionadores necesarios para aislarlos de la subestación, de manera de poder proceder con los trabajos de mantenimiento, sin interrupción del servicio.

(...)"

Se solicita corregir con relación a configuraciones doble barra.

Sustento

Se entiende que se pueda cumplir este criterio en configuraciones de interruptor y medio; sin embargo, es imposible evitar la interrupción del servicio en configuraciones de doble barra.

Opinión del COES

Sugerencia aceptada.

Como indica REP en caso de configuración doble barra sin seccionadores de transferencia, la falta del seccionador de transferencia impide intervenir el interruptor sin interrupción de servicio, por tanto, se sugiere modificar el numeral 2.3.2 del proyecto PR-20 prepublicado, en el siguiente sentido:

"2.3.2 CRITERIOS PARA LA CONEXIÓN DE SUBESTACIONES

(...)

Criterios para las Configuraciones en Doble Barra y Doble Barra con Seccionador de Transferencia

(...)

Cada Interruptor debe contar con los seccionadores necesarios para aislarlos de la subestación, de manera de poder proceder con los trabajos de mantenimiento, ~~sin interrupción del servicio.~~

(...)"

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, corresponde modificar el numeral 2.3.2 del Capítulo 2 del Anexo del proyecto de modificación del PR-20 de acuerdo a la siguiente redacción:

"2.3.2 CRITERIOS PARA LA CONEXIÓN DE SUBESTACIONES

(...)

Criterios para las Configuraciones en Doble Barra y Doble Barra con Seccionador de Transferencia

(...)

- *Cada Interruptor debe contar con los seccionadores necesarios para aislarlos de la subestación, de manera de poder proceder con los trabajos de mantenimiento.*

(...)"

9.60 Comentario 60 (REP) Subestaciones

Numeral 2.3.2 del Anexo 1

En la propuesta de modificación:

"2.3.2 CRITERIOS PARA LA CONEXIÓN DE SUBESTACIONES

(...)

Criterios para las Configuraciones en Doble Barra y Doble Barra con Seccionador de Transferencia

(...)

Conectar los circuitos de flujo bidireccional en los extremos de la subestación.

(...)"

Se solicita que se pueda dar más detalles o aclarar esta definición en relación con los "Criterios para las configuraciones en doble barra".

Sustento

No se entiende la definición del criterio de conectar los circuitos de flujo bidireccional en los extremos de la subestación.

Opinión del COES

Sugerencia parcialmente aceptada.

Tanto el punto indicado como el siguiente son requeridos para evitar sobrecargas en la barra, en lo posible:

- En caso de circuitos bidireccionales en caso de que ambos entreguen o retiren no deberían estar juntos y en caso uno entregue y el otro retire podrían estar juntos, puesto que es relativo lo indicado se procede a retirar dicho requerimiento.

Por tanto, se sugiere modificar el numeral 2.3.2 del capítulo 2 del Anexo 1 del PR-20 prepublicado, en el siguiente sentido:

"2.3.2 CRITERIOS PARA LA CONEXIÓN DE SUBESTACIONES

(...)

Criterios para las Configuraciones en Doble Barra y Doble Barra con Seccionador de Transferencia

(...)

~~**Conectar los circuitos de flujo bidireccional en los extremos de la subestación.**~~

(...)"

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, corresponde eliminar la viñeta que menciona lo siguiente, del numeral 2.3.2 del Capítulo 2 del Anexo 1 del proyecto de modificación del PR-20:

- ~~*Conectar los circuitos de flujo bidireccional en los extremos de la subestación.*~~

9.61 Comentario 61 (REP) Protecciones

Numeral 6.5 del Anexo 1

En el numeral 6.5 se indica lo siguiente:

"6.5 PROTECCIÓN DE BARRAS (87B, 50BF)

(...)

4. Los relés diferenciales deben recibir las señales de posición de todos los seccionadores de barra mediante los contactos normalmente abierto (NO) y normalmente cerrado (NC), para identificar la barra en operación.

(...)"

En este párrafo se debe agregar que, si la configuración de la barra es del tipo simple barra, no es necesario llevar la posición de todos los seccionadores.

Sustento

Los relés diferenciales para su funcionamiento no requieren la posición de los seccionadores en configuración simple barra, por estar conectada siempre en una sola barra y adicionalmente se evita tender cableado para supervisar posiciones que no son necesarias.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

La descripción del procedimiento hace referencia a los requerimientos mínimos de los relés diferenciales de barra, su configuración dependerá de la topología particular de la subestación.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

9.62 Comentario 62 (REP) Protecciones

Numeral 6.3.4 del Anexo 1

En la página 107 numeral 6.3.4 punto 6 dice que las protecciones deben tener funciones especiales para líneas con compensación serie. Se debe detallar cuáles son las funciones especiales para aplicarlas a líneas con compensación serie, queda muy abierto este requisito.

Sustento

El procedimiento debe ser claro y no dejar puntos abiertos a interpretación.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

La característica mínima de “funciones especiales para líneas de compensación serie, dependiendo de la aplicación” hace referencia a los esquemas de protección que presenta cada fabricante para no ser afectado por la compensación serie siempre que sea requerido, en ese sentido cada fabricante implementa su propia lógica.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

9.63 Comentario 63 (REP) Protecciones

Numeral 6.3.4 del Anexo 1

En la propuesta de modificación:

“6.3.4 CARACTERÍSTICAS DE LA PROTECCIÓN DE DISTANCIA (2I/2IN)

(...)

14. En caso de subestaciones en anillo o interruptor y medio con doble entrada de corriente y tensión.”

No se entiende cual es el requisito, se sugiere revisar y validar, dado que al parecer la oración estaría incompleta.

Opinión del COES

Sugerencia aceptada.

El numeral hace referencia a las características mínimas que debe cumplir la protección de distancia. En caso de que la subestación sea de tipo anillo o interruptor y medio debe contar con doble entrada de corriente y tensión.

“(…)

6.3.4 CARACTERÍSTICAS DE LA PROTECCIÓN DE DISTANCIA (2I/2IN)

“(…)

*14. En caso de subestaciones en anillo o interruptor y medio **debe contar** con doble entrada de corriente y tensión.”*

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, el ítem 14 del numeral 6.3.4 del Capítulo 6 del Anexo 1 del proyecto de modificación del PR-20 quedará redactado de la siguiente manera:

“14. En caso de subestaciones en anillo o interruptor y medio debe contar con doble entrada de corriente y tensión.”

9.64 Comentario 64 (REP) Protecciones

Numeral 6.10.2 del Anexo 1

En el numeral 6.10.2, se está pidiendo PMU para todas las líneas y transformadores del sistema de transmisión, esto eleva los costos y no es necesario, se puede ubicar de forma óptima estos PMU, asimismo existe el riesgo para la empresa de transmisión de que para modificaciones a las líneas existentes de la concesión se pida estos PMU sin estar contemplados en las obligaciones de su contrato.

“6.10.2 UNIDAD DE MEDICIÓN FASORIAL (PMU)

Es de cumplimiento obligatorio la instalación de sistemas de medición fasorial (PMU) en los sistemas de protección de las siguientes instalaciones:

1. En las líneas de transmisión, transformadores de potencia y equipos de compensación reactiva variable del STTN, STTR e Interconexiones Internacionales.

2. En las Centrales de Generación con potencia nominal igual o mayor a 20 MW cuyo Punto de Conexión sean instalaciones en niveles de tensión mayor a 100 kV. Para las CGC se instalarán en cada unidad de generación y, para las CGNC se instalará en el Punto de Conexión.

3. En las instalaciones de Demanda que tengan niveles de tensión mayor a 100 kV, se instalarán en el Punto de Conexión.

(...)”

Sustento

En muchos casos se duplicarán las mediciones fasoriales de las tensiones en las barras, desperdiciando equipos y perdiendo las eficiencias de tener una localización de PMU coordinada.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Este requerimiento aplica a las nuevas instalaciones, por lo que no es posible que se presente duplicidad. Además, el envío de señales al COES dependerá de la necesidad particular de cada caso.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

9.65 Comentario 65 (REP) Protecciones

Numeral 6.10.3 del Anexo 1

En el numeral 6.10.3, se pide registradores de falla en todo el sistema de transmisión, se debería exigir en donde no exista ningún otro equipo que registre una falla.

“6.10.3 EQUIPOS REGISTRADORES DE FALLAS

Es obligación de las instalaciones de generación, transmisión y de la demanda instalar Equipos Registradores de Fallas (Registrador Osciloperturbógrafo), para captar información de los eventos de fallas que ocurran en el sistema eléctrico y realizar los análisis respectivos, así como enviar la información al COES como lo establece la NTCSE.

Deberán ser equipos especializados en registros de fallas independientes de los relés de protección, para registrar eventos ocasionados por diversos fenómenos del sistema, monitorear el desempeño de los relés de protección y poder arrancar por diferentes variables ajustadas que se detallan más adelante, con gran capacidad de almacenamiento de registros de eventos.”

Sustento

Por ejemplo, en una misma celda deberá haber dos relés con captura de oscilografías, registrador de fallas y PMU que también registra eventos siendo esto un desperdicio de equipos y dinero. En todo caso se debe priorizar a los PMU y dejar atrás los registradores de falla.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 27 de REP.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinergmin al Comentario 27 de REP. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

9.66 Comentario 66 (REP) Protecciones (revisar Noske)

Numeral 7.5.1 del Anexo 1

En el numeral 7.5.1 se menciona que *“los seccionadores incluirán mandos mecánicos, los cuales no corresponden al nivel 0”*, sobre este punto es importante mencionar que las maniobras de nivel 0 corresponde a la operación directa del equipo en el patio de la subestación de forma eléctrica o mecánica, en donde se da prioridad al mando eléctrico. Adicionalmente se sugiere agregar en el texto que desde este nivel no se podrán realizar maniobras que impliquen energización de activos.

“7.5.1 MANDO “LOCAL” – NIVEL 0

(...)

Adicionalmente al mando eléctrico, los seccionadores incluirán mandos mecánicos, los cuales no corresponden al nivel 0, y su utilización, solo debe permitirse con equipos fuera de servicio.”

Sustento

Desde este nivel de operación se realizan maniobras operativas de cierre o apertura de seccionadores y cuchillas de puesta a tierra, cuando las celdas se encuentran fuera de servicio, cuando estos no tienen el mando eléctrico o cuando el comando remoto presenta fallas.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

No se acepta la sugerencia, puesto que el texto considerado para incluir ya está en el numeral 7.5.1 del capítulo 5 del anexo 1 del PR-20.

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

9.67 Comentario 67 (REP) Protecciones (Revisar Noske)

Numeral 7.5.4 del Anexo 1

De la propuesta de modificación:

"7.5.4 MANDO "POR TELEMANDO" – NIVEL 3

(...)

El modo de mando local desde la sala de control de la subestación se realiza de forma no habitual, cuando se haga presente el personal de operaciones en la misma."

Se sugiere retirar este párrafo ya que no corresponde a un mando de nivel 3.

Asimismo, en el texto "Comprende al mando eléctrico ejecutado desde un centro de control de la empresa", se sugiere indicar que este nivel de operación corresponde a la operación y supervisión de los equipos de la subestación desde un centro de control remoto a través de un sistema SCADA.

Sustento

El nivel 3 corresponde a la operación y supervisión de los equipos de la subestación desde un centro de control remoto a través de un sistema SCADA, el cual obtiene la información de las subestaciones por medio de una Unidad Terminal Remota (RTU), en ese sentido no corresponde mencionar telemandos de forma local.

Opinión del COES

Sugerencia parcialmente aceptada.

El párrafo indicado corresponde al nivel 2 por lo que se traslada al numeral 7.5.3. Lo referente a centro de control de la empresa ya se encuentra indicado en el numeral 7.5.4 del capítulo 7 del Anexo 1 del PR-20 prepublicado,

"7.5.3 MANDO DESDE SALA DE CONTROL" –NIVEL2

(...)

(R) del conmutador (L-R)

El modo de mando local desde la sala de control de la subestación se realiza de forma no habitual, cuando se haga presente el personal de operaciones en la misma.

7.5.4 MANDO POR TELEMANDO – NIVEL 3

Comprende el mando eléctrico ejecutado desde el centro de control de la empresa

*La selección (T) definida en la consola de operación, permite el telemando de la estación desde el centro de control **de la empresa**, via telecontrol e inhibe la operación desde la consola de operación de la subestación.*

El modo de mando habitual de la subestación es via telecontrol desde el centro de control de la empresa integrante.

~~El modo de mando local desde la sala de control de la subestación se realiza de forma no habitual, cuando se haga presente el personal de operaciones en la misma.~~

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, corresponde modificar los numerales 7.5.3 y 7.5.4 del Capítulo 7 del Anexo 1 del proyecto de modificación del PR-20 de acuerdo con la siguiente redacción:

"7.5.3 MANDO DESDE SLA DE CONTROL" -NIVEL2

(...)

En instalaciones de niveles de tensión mayor a 100 kV y eventualmente 220 kV, el mando desde la consola de operaciones se realiza por medio de una selección por software "sala-telecontrol" (S-T), requiriendo la posición (S) de la selección (S-D o S-T) y la posición (R) del conmutador (L-R).

El modo de mando local desde la sala de control de la subestación se realiza de forma no habitual, cuando se haga presente el personal de operaciones en la misma.

7.5.4 MANDO POR TELEMANDO – NIVEL 3

Comprende el mando eléctrico ejecutado desde el centro de control de la empresa

*La selección (T) definida en la consola de operación, permite el telemando de la estación desde el centro de control **de la empresa**, vía telecontrol e inhibe la operación desde la consola de operación de la subestación.*

(...)"

9.68 Comentario 68 (REP) Subestaciones

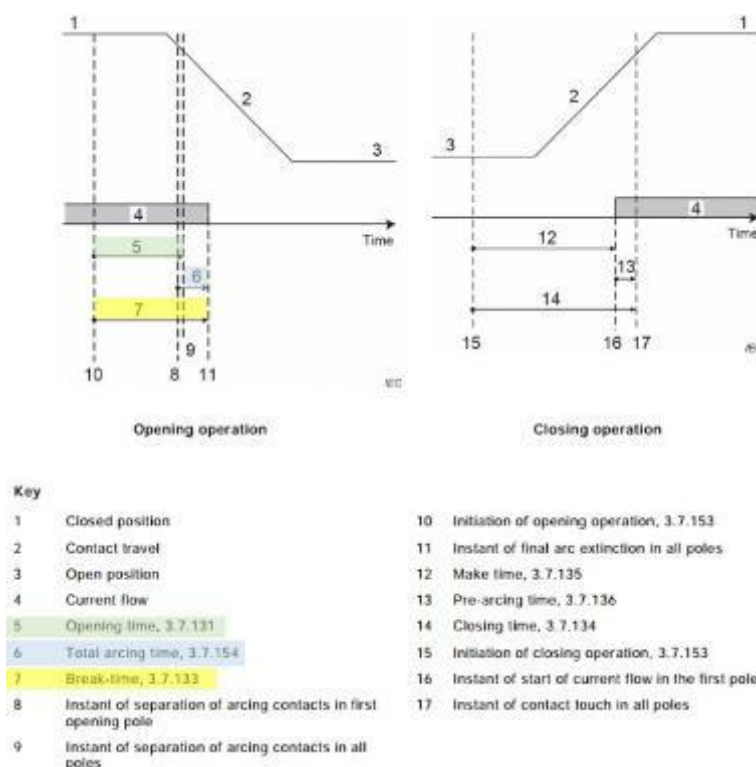
5.6.2 INTERRUPTORES

Modificar el Anexo1 del PR-20, en su capítulo 5.6 Equipamientos de alta tensión, en el especial caso en el subcapítulo 5.6.2 INTERRUPTORES, el cual en su ítem

6, exige los tiempos de operación o de corte nominal (máximo) para la interrupción de las corrientes de cortocircuito, en función de la tensión nominal. Esto está exigiendo que para tensiones mayores a 220 kV el interruptor debe tener un tiempo máximo de 40 ms. Por lo anterior, sugerimos que se modifique la exigencia a un valor menor a 3 ciclos (50 milisegundos) o en su debido defecto nos clarifiquen, especifiquen o discriminen a que hace equivalencia este tiempo de 40 ms. Si la interpretación es al tiempo de separación de los contactos o es a la suma del tiempo que tiene en cuenta en la separación de contactos más el tiempo de extinción del arco.

Sustento

Se hace la claridad que la característica del tiempo máximo de apertura (break time) $t_{\text{break time}} = t_{\text{opening time}} + t_{\text{arcing time}}$, de tal forma que se garantice un tiempo nominal de interrupción (rated interrupting time) $t_{\text{rated interrupting time}} = t_{\text{relay time}} + t_{\text{break time}}$, menor o igual a 3 ciclos (60 Hz) $\leq 50 \text{ ms}$ (IEEE C37.04)(IEC 62271- 100:2021, Figura 2), favor confirmar el valor declarado a cuál tiempo corresponde: a break time, opening time o rated interrupting time.



Por lo anterior, solicitamos modificar el ítem de Tiempo total de apertura de 40 ms por uno menor a 3 ciclos $< (50\text{ms})$, debido a que en el mercado hay interruptores en el orden de 45 ms y estarían siendo excluidos. Teniendo presente que la norma permite tiempos menores o igual a 3 ciclos (60 Hz) $\leq 50 \text{ ms}$ (IEEE C37.04) (IEC 62271-100:2021).

O en su defecto que se discrimine a qué se refiere el tiempo de 40 ms, porque si está relacionado con la apertura de los contactos (Opening time), se estaría cumpliendo con la exigencia y normativa.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Se confirma que el tiempo de corte nominal al que se hace referencia en el inciso 6 del numeral 5.6.2 del Cap. 5, corresponde al tiempo desde que inicia la operación de apertura del interruptor hasta que se extingue el arco, lo que correspondería en el gráfico indicado por REP al tiempo "*Break time*". En ese sentido, concordamos en que el tiempo de corte nominal para interruptores con tensiones nominales mayores a 220 kV y corrientes nominales de cortocircuito de 40 kA puedan garantizar un tiempo de corte no mayor que 40 ms, característica que va acorde con los parámetros de diseño de los fabricantes de interruptores de potencia.

Respecto al cumplimiento de este requerimiento por los fabricantes de interruptores, la mayoría de ellos cumple dicho requerimiento.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

9.69 Comentario 69 (REP) Subestaciones

5.6.3 SECCIONADORES Y CUCHILLAS DE PUESTA A TIERRA

Modificar el Anexo1 del PR-20, en su capítulo 5.6 Equipamientos de alta tensión, en el especial caso en el subcapítulo 5.6.3 SECCIONADORES Y CUCHILLAS DE PUESTA A TIERRA, lo cual en su ítem 3, exige motores eléctricos de corriente continua para operación de los seccionadores

Sustento

La alimentación de los motores se podría realizar con corriente alterna (CA), debido a que la operación de estos es eventual y están conectados a la barra de servicios esenciales, que cuenta con fuente principal, respaldo y de emergencia y de esta manera no se requiere adicionar cargas adicionales al dimensionamiento de los sistemas de baterías.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 30 de REP.

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinerghmin al Comentario 30 de REP. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

9.70 Comentario 70 (REP) Subestaciones

5.6.3 SECCIONADORES Y CUCHILLAS DE PUESTA A TIERRA

Modificar el Anexo1 del PR-20, en su capítulo 5.6 Equipamientos de alta tensión, en el especial caso en el subcapítulo 5.6.3 SECCIONADORES Y CUCHILLAS DE PUESTA A TIERRA, lo cual en su ítem 4, exige que los seccionadores de 500 kV del STTR deben tener mando motorizado en cada polo y a la vez permite que Los seccionadores del STTR pueden tener un mando motorizado único para los tres polos.

Sustento

Existe una incongruencia debido a que exige que los seccionadores del STTR tengan mando motorizado en cada polo y a la vez permite que los seccionadores STTR puedan tener un mando motorizado único para los tres polos.

Opinión del COES

Sugerencia aceptada.

Considerando lo indicado por REP, se sugiere modificar el inciso 4 del numeral 5.6.3 del capítulo 5 del Anexo 1 de la propuesta de PR-20, en el siguiente sentido:

(...)

5.6.3 SECCIONADORES Y CUCHILLAS DE PUESTA A TIERRA

(...)

4. Los seccionadores de 500 kV del STTN y STTR deben tener mando motorizado en cada polo. Los seccionadores ~~del STTR y STL de 500 kV del STL~~ **y los seccionadores de 220 kV y 138 kV** pueden tener un mando motorizado único para los tres polos.

(...)

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, corresponde modificar el ítem 4 del numeral 5.6.3 del Capítulo 5 del Anexo 1 del proyecto de modificación del PR-20 de acuerdo con la siguiente redacción:

"4. Los seccionadores de 500 kV del STTN y STTR deben tener mando motorizado en cada polo. Los seccionadores de 500 kV del STL y los

seccionadores de 220 kV y 138 kV pueden tener un mando motorizado único para los tres polos.”

9.71 Comentario 71 (REP) Subestaciones

5.6.7 UNIDADES TRANSFORMADORAS DE POTENCIA

El devanado terciario cuya función principal es de compensación, será conectado en delta y debe tener como mínimo una potencia de diseño equivalente al 30 % de la potencia de diseño del devanado alta tensión.

Sustento

Esta regla de un tercio está asociada a la posibilidad de alimentar cargas monofásicas en donde una fase del transformador o banco puede alimentar toda su potencia entre fase y tierra con las otras fases en vacío, esta condición de operación generaría una corriente por el devanado terciario de un tercio de la corriente nominal de una fase, sin embargo, en sistemas de transmisión esta condición de desbalance no se presenta en operación continua.

Por otro lado, existe una creencia errónea de que al ser para el caso de falla a tierra monopolar en el devanado secundario, la corriente de falla en el terciario, un tercio de la corriente de falla en el secundario, la potencia del devanado terciario debe ser un tercio, para garantizar su soportabilidad. Sin embargo, la soportabilidad a los esfuerzos electrodinámicos por las corrientes de cortocircuito del terciario se garantiza realizando las verificaciones requeridas por la norma IEC 60076-5.

Se propone:

Que el dimensionamiento del devanado terciario en un transformador de potencia para aplicación en subestaciones de transmisión debe satisfacer las siguientes condiciones:

- a. Alimentación de las cargas auxiliares requeridas. Se debe tener en cuenta en el horizonte de largo plazo posibles alimentaciones de los SSAA de compensadores estáticos o enlaces de HVDC desde la subestación.
- b. Soportar las corrientes de cortocircuito tanto térmica como mecánicamente que puedan producirse en servicio sin que se superen los límites de temperatura en el devanado terciario admitidos por la Norma IEC 60076-5.
- c. Soportar las corrientes armónicas generadas por las corrientes de magnetización y las inyectadas desde la red cuando el terciario actúa como devanado de compensación.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 81 de ORYGEN.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinergmin al Comentario 81 de ORYGEN. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

9.72 Comentario 72 (REP) Subestaciones

5.6.15 SUBESTACIONES ENCAPSULADAS AISLADAS EN GAS SF6

Modificar el AnexoI del PR-20, en su capítulo 5.6.15 SUBESTACIONES ENCAPSULADAS AISLADAS EN GAS SF6, el cual en su ítem 5, exige que en las subestaciones GIS del STTN y STTR, los equipos y barras deben tener una disposición unipolar (cada fase en diferente encapsulado).

Sustento

Se propone permitir que en las barras y derivaciones se permita disposición tripolar hasta 245 kV, de esta forma se minimiza la cantidad de compartimentos, juntas y masa de gas SF6 y se disminuye la probabilidad de fugas y efecto negativo al medio ambiente.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Se mantendrá la aplicación de diseños unipolares para subestaciones GIS Troncales Regionales en 220 kV. El uso con envolvente tripolar podrá aplicar en subestaciones GIS del STL.

Con la disposición unipolar de compartimientos GIS en caso de falla dentro del encapsulado solo se afecta las fases falladas y no las demás fases, lo que conlleva menores tiempos de reparación, por lo que la afectación al STTR sería menor.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

9.73 Comentario 73 (REP) Subestaciones

5.6.12 REACTORES EN SERIE

Se indica que los reactores serie deberán contar con capacitor shunt para reducir las sobretensiones de maniobras.

La disposición de dicho capacitor debiera estar supeditada al análisis de sobretensiones por maniobras en el CB, la inductancia del reactor, la capacitancia propia del circuito y las características del interruptor se deben analizar de forma conjunta para asegurar que este último operará

adecuadamente en los diferentes escenarios. Hacer de este un requerimiento obligatorio adiciona otro punto de mantenimiento (y posible falla) y mayor costo sin agregar valor al sistema.

Sustento

El texto *"Asimismo, deberán contar con capacitor shunt para reducir las sobretensiones de maniobras."*

Sería reemplazado con "... Asimismo, se deberán realizar los estudios de sobretensiones de maniobras (TRV/RRRV) que permitan asegurar que el interruptor operará adecuadamente en todos los escenarios, o en su defecto, se dimensionen las capacitancias necesarias a considerar en el diseño para asegurar dicha operación".

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Debido a la baja capacitancia inherente de los reactores serie, ante fallas en bornes del reactor, el TRV resultante generalmente supera los valores estándar de diseño de TRV de los interruptores asociados al reactor, en este sentido se recomienda que los reactores serie prevean como parte de su diseño capacitores que aminoren estos efectos, cuyo dimensionamiento debe ser definido por el fabricante teniendo en cuenta los resultados de los Estudios de Transitorios Electromagnéticos.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

9.74 Comentario 74 (REP) Subestaciones

5.6.15 SUBESTACIONES ENCAPSULADAS AISLADAS EN GAS SF6

En el punto 2 de este numeral se hace referencia a la Segunda edición de la norma IEC 62271-203 como referencia, se recomienda realizar la referencia simplemente como la versión vigente al momento de la ejecución del proyecto, ya que esta fue actualizada en 2022 y probablemente será objeto de actualización en 2027.

Sustento

Realizar el ajuste según lo descrito en la columna anterior.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 24 de REP.

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinerghmin al Comentario 24 de REP. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

9.75 Comentario 75 (REP) Subestaciones

5.6.15 SUBESTACIONES ENCAPSULADAS AISLADAS EN GAS SF6

En el punto 6 se indica lo siguiente:

"El diseño de la subestación GIS debe prever interfaces ("Buffers") en ambos extremos, para futuras ampliaciones o extensiones de barras y debe ser tal que permita probar el conjunto ampliado"

No se debiera exigir que las ampliaciones sean posibles hacia ambos extremos de la barra ya que en ocasiones alguno de ellos puede verse limitado por las condiciones del terreno.

Adicionalmente, si el objeto de estos buffers es permitir que se realicen pruebas sin sacar deservicio las celdas existentes, se recomienda plantearlo de manera explícita ya que el texto actual no lo hace un elemento obligatorio.

Sustento

El texto *"El diseño de la subestación GIS debe prever interfaces ("Buffers") en ambos extremos, para futuras ampliaciones o extensiones de barras y debe ser tal que permita probar el conjunto ampliado"*

Sería reemplazado con *"El diseño de la subestación GIS debe prever interfaces ("Buffers") en los extremos donde se hayan dispuesto los espacios para la ampliación, para futuras ampliaciones o extensiones de barras y debe ser tal que permita probar las celdas a ampliar sin sacar de servicio las celdas en operación"*

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada

La finalidad de los buffers en las barras GIS es poder en un futuro hacer ampliaciones de barra. Las ampliaciones de barra no deben estar limitadas por espacios previstos para celdas futuras, puesto que dichos espacios futuros muchas veces no están definidos al momento de elaborar el EPO.

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

9.76 Comentario 76 (REP) Subestaciones

5.6.11 REACTORES EN DERIVACIÓN

El punto 5 indica lo siguiente: “... Asimismo, el reactor de neutro debe contar con una cuchilla de tierra en paralelo, con el fin de que, al cerrar esta ...”

El párrafo anterior limita el equipo de maniobra a cuchillas de puesta a tierra siendo que también es una práctica usual la implementación de interruptores al cierre, la cual trae mejores beneficios en cuanto al desempeño durante la maniobra, por lo anterior no se debiera limitar a un equipo de maniobra particular.

Sustento

El texto “... Asimismo, el reactor de neutro debe contar con una cuchilla de tierra en paralelo, con el fin de que, al cerrar esta ...” Sería reemplazado con “... Asimismo, el reactor de neutro debe contar con un equipo de maniobra en derivación, con el fin de que, al cerrar esta ...”

Opinión del COES

Sugerencia aceptada.

De acuerdo con no limitar las posibilidades. En vista de ello se sugiere modificar el numeral 5.6.11 del capítulo 5 del Anexo 1 del PR-20 prepublicado, en el siguiente sentido:

“(...)

5.6.11 REACTORES EN DERIVACIÓN

(...)

5. (...) Asimismo, el reactor de neutro debe contar con ~~una cuchilla de tierra en paralelo~~, **un equipo de maniobra** en derivación, con el fin de que, al cerrar ~~esta cuchilla de tierra este equipo~~, se permita la desenergización del reactor de línea, con los mismos criterios utilizados para los reactores de barra.

(...)”

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, corresponde modificar el ítem 5 del numeral 5.6.11 del Capítulo 5 del Anexo 1 del proyecto de modificación del PR-20 de acuerdo con la siguiente redacción:

“5. Tener sus devanados conectados en estrella. En el caso de los reactores de línea, se debe incorporar un reactor (Bobina Petersen) en el neutro de esta estrella para ser conectado a tierra. Este devanado adicional debe ser dimensionado para permitir la extinción del arco secundario para asegurar el recierre después de una falla a tierra. Asimismo, el reactor de neutro debe contar con un equipo de maniobra en derivación, con el fin de que, al cerrar este equipo, se permita la

desenergización del reactor de línea, con los mismos criterios utilizados para los reactores de barra.”

9.77 Comentario 77 (REP) Subestaciones

5.5.5 PROTECCIÓN EN LAS UNIDADES TRANSFORMADORAS DE POTENCIA

Se indica que la protección contra incendio de unidades transformadoras debe realizarse utilizando sistemas de actuación ante la gradiente de súbita presión mediante rotura de membrana e inyección de nitrógeno. Estos sistemas pueden ser sujetos a un falso disparo lo que llevaría a una condición de indisponibilidad mayor ante la salida innecesaria de una unidad, dada la existencia de varios sistemas y su constante mejora, se debiera enfocar la solicitud de implementación de sistemas contra incendio hacia requerimientos de confiabilidad y no limitar a una sola tecnología y su rango de aplicación.

Sustento

Abrir el espectro de sistemas contra incendio de unidades transformadoras a diferentes tecnologías

Opinión del COES

Sugerencia aceptada.

El procedimiento solo debe solicitar el sistema contra explosión y prevención de incendios, no debe limitar el uso de otras tecnologías.

En ese sentido, sugerimos modificar el numeral 5.5.5 del capítulo 5 del Anexo 1 del PR-20 prepublicado, en el siguiente sentido:

“(…)

5.5.5 PROTECCIÓN EN LAS UNIDADES TRANSFORMADORAS DE POTENCIA

Cada unidad transformadora del STTN y del STTR deben equiparse con un sistema contra explosión y prevención de incendio, ~~que actúe ante la gradiente de súbita presión mediante rotura de membrana e inyección de nitrógeno y~~, un sistema de recuperación de aceite (mediante bombeo) en caso de derrame. Asimismo, se debe prever la instalación de muros cortafuego a fin de aislar las unidades de transformación en caso de accidente.

(…)”

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, corresponde modificar el ítem 5.5.5 del Anexo 1 del proyecto de modificación del PR-20 de acuerdo con la siguiente redacción:

“5.5.5 PROTECCIÓN EN LAS UNIDADES TRANSFORMADORAS DE POTENCIA

Cada unidad transformadora del STTN y del STTR deben equiparse con un sistema contra explosión y prevención de incendio, un sistema de recuperación de aceite (mediante bombeo) en caso de derrame. Asimismo, se debe prever la instalación de muros cortafuego a fin de aislar las unidades de transformación en caso de accidente.

(...)”

9.78 Comentario 78 (REP) Subestaciones

5.6.1 Especificaciones técnicas generales. Literal h “Sismos” segundo párrafo

Propuesta de modificación:

Para los equipos de alta tensión y sus estructuras de soporte, se deberá cumplir el estándar IEEE Std 693 (Ref.[33]). La selección del nivel de comportamiento requerido deberá ser realizado de acuerdo con el procedimiento indicado en el numeral 5.12.2 “*Site-specific seismic Hazard method*” de la IEEE Std 693

Sustento

La zonificación sísmica indicada en la norma E-030 no es suficiente para seleccionar el nivel de desempeño requerido para los equipos según al IEEE-693.

Fundamentalmente por el periodo de retorno de las aceleraciones. Las aceleraciones sísmicas de la norma E-030 están definidas para una probabilidad de excedencia del 10% en 50 años de exposición (Periodo de retorno 475 años) y de acuerdo IEEE-693 y con el fin de garantizar el servicio durante y después de la ocurrencia del sismo se requieren aceleraciones con una probabilidad de excedencia del 2% en 50 años de exposición. (Periodo de retorno 2475 años).

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 92 de ORYGEN.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinergmin al Comentario 92 de ORYGEN. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

9.79 Comentario 79 (REP) Líneas de Transmisión

Anexo 1- Capítulo 3. Requisitos técnicos mínimos de instalaciones de líneas de transmisión eléctrica, numeral 3.2.3 capacidad de corriente de los cables de guarda

Se indica que: "El valor mínimo de corriente de corto circuito a considerar, será el obtenido de la base de datos del Plan de Transmisión de largo plazo vigente, que corresponda al último año del horizonte.", sin embargo, en los pliegos de las convocatorias se establece que los cables de guarda deberán ser capaces de soportar un cortocircuito a tierra estimado que garantice un tiempo de vida útil no menor de 30 años de servicio y que el Concesionario sustentará la metodología de cálculo. Se solicita que la metodología sea incluida en el PR20 y que esta quede general para todos los que participen en proyectos de líneas de transmisión.

Sustento

El objetivo del PR-20 es unificar los criterios a tener en cuenta para el diseño en proyectos eléctricos.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

El numeral 3.2.3 del capítulo 3 del Anexo 1 es una exigencia del PR-20. Por otro lado, lo mencionado en el Contrato de Concesión sobre garantizar la vida útil de 30 años del cable de guarda, es otra exigencia propia del Contrato de Concesión y que será con una metodología que deberá ser aprobada por la entidad pertinente.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

9.80 Comentario 80 (REP) Subestaciones

Anexo 1 – capítulo 5. requisitos técnicos mínimos de Instalaciones de subestaciones eléctricas, numeral 5.5.4 Coordinación aislamiento

Se indica que "Las sobretensiones de frente muy rápido ("Very Fast Front") solamente se presentan en las subestaciones encapsuladas en SF6. Por tanto, los titulares de la nueva instalación deberán seleccionar sus equipos adecuadamente, a fin de garantizar que no se vean afectados por estas sobretensiones, para lo cual, deberán contar con un documento de respaldo del fabricante." Se solicita que se aclare que este respaldo aplica para subestaciones GIS con una tensión mayor a 300 kV, pues se puede dar el caso que se tengan proyectos con subestaciones GIS con tensiones de 220 kV o 145 kV.

Sustento

Por lo general, según la literatura y resultados de pruebas de fabricantes el fenómeno de VFTO podría ser significativo en tensiones superiores a 300 kV.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 79 d ORYGEN.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinergmin al Comentario 79 de ORYGEN. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

9.81 Comentario 81 (REP) Subestaciones**Anexo 1 – capítulo 5. requisitos técnicos mínimos de instalaciones de subestaciones eléctricas, numeral 5.6.11 Reactores en derivación**

Se recomienda que se incluya en las características, el grado de compensación que se debe buscar cuando se seleccionen los reactores de línea. Lo anterior para que todos los que participen en proyectos de líneas de transmisión apliquen el mismo criterio.

Sustento

El objetivo del PR20 es unificar los criterios a tener en cuenta para el diseño en proyectos eléctricos

Opinión del COES

Sugerencia aceptada.

En el Anexo 1 del numeral 5.6.11 del PR-20 prepublicado, se menciona que las características principales y el cumplimiento en estado estacionario deben verificarse según criterios de desempeño. Asimismo, se incluye la posibilidad de dimensionar el reactor de neutro para mitigar sobretensiones inducidas durante el tiempo el tiempo muerto de recierre monofásico; sin embargo, no se describe rangos típicos para el grado de compensación a considerar, entonces, la propuesta está enfocado en obtener un límite superior para la compensación en derivación, principalmente considerando la restricción por resonancia durante eventos de recierre monofásico y control del efecto del Ferranti.

En ese sentido, se recomienda agregar en el numeral 5.6.11 del Anexo 1 del PR-20 prepublicado, lo siguiente:

"5.6.11 REACTORES EN DERIVACIÓN

(..)

11.El grado de compensación de líneas de transmisión será menor a la compensación cuando la susceptancia equivalente por fase del reactor o reactores se aproxima a la susceptancia propia por fase de la línea de transmisión (compensación crítica, condición de resonancia durante eventos de recierre monofásico). Aun cuando se tenga reactores de neutro (atenuantes de las sobretensiones inducidas en la fase abierta durante condiciones de recierre monofásico) se debe considerar el criterio anterior.

En general, el valor de diseño correspondiente al límite superior del grado de compensación para el reactor en derivación será aproximadamente 90%.

En el caso de que aún no pueda restringir la sobretensión a frecuencia industrial cuando el grado de compensación del reactor en derivación haya llegado al límite superior, deberá restringirse mediante otras medidas, como cambiar el modo de compensación.”

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, corresponde incorporar el ítem 11 al numeral 5.6.11 del Capítulo 5 del Anexo 1 del proyecto de modificación del PR-20 de acuerdo con la siguiente redacción:

“11. El grado de compensación de líneas de transmisión será menor a la compensación cuando la susceptancia equivalente por fase del reactor o reactores se aproxima a la susceptancia propia por fase de la línea de transmisión (compensación crítica, condición de resonancia durante eventos de recierre monofásico). Aun cuando se tenga reactores de neutro (atenuantes de las sobretensiones inducidas en la fase abierta durante condiciones de recierre monofásico) se debe considerar el criterio anterior.

En general, el valor de diseño correspondiente al límite superior del grado de compensación para el reactor en derivación será aproximadamente 90%.

En el caso de que aún no pueda restringir la sobretensión a frecuencia industrial cuando el grado de compensación del reactor en derivación haya llegado al límite superior, deberá restringirse mediante otras medidas, como cambiar el modo de compensación.”

9.82 Comentario 82 (REP) Subestaciones

Anexo 1 – capítulo 5. requisitos técnicos mínimos de Instalaciones de subestaciones eléctricas, numeral 5.6.4 Transformadores de corriente.

En el numeral 5.6.4 se observa sólo la utilización de transformadores de corriente convencionales.

Es posible la utilización de transformadores de corriente ópticos, los cuales presentan un mejor desempeño en condiciones transitorias, son inmunes a la saturación, no presentan problemas de secundarios abiertos, no presentan fallas violentas, no utilizan gas SF6 o aceite como medio aislante, mejorando el desempeño técnico, las condiciones para el personal de operación y mantenimiento, minimiza el impacto ecológico, reduce considerablemente el uso de cableado de cobre en baja tensión, mejora la confiabilidad del sistema de protección, la vida útil de estos equipos acorde con información suministrada por los fabricantes es de aproximadamente 50 años y trae consigo grandes beneficios para el sistema de potencia peruano debido a la reducción de los costos que deben asumir los usuarios finales por la entrada de nuevos proyectos al sistema de potencia peruano.

Con base en lo anterior se recomienda realizar los ajustes del numeral 5.6.4 teniendo en cuenta que en el numeral 5.6 llamado "Equipamiento de alta tensión" se establece: *"Se pueden aceptar otras tecnologías de equipamiento que satisfagan las características nominales de operación indicadas en el presente numeral, siempre que sean de tecnología moderna y de comprobada aceptación internacional."*

El uso de transformadores de corriente ópticos permite tomar las señales digitales de corriente desde el patio y evita la conversión de señales análogas a digitales que se tienen previstas en el numeral 7.5.5 llamado "Subestaciones digitales".

Sustento

El ajuste propuesto sería:

Se permite el uso de transformadores de corriente convencionales, los cuales deben cumplir con las siguientes características:

Dejar los numerales 1 a 4 actualmente indicados **Adicionalmente, se permite el uso de transformadores de corriente ópticos que cumplan con lo indicado en el numeral 5.6 "Equipamiento de alta tensión".**

Para cumplir con lo indicado en el numeral 5.6, se adjunta la siguiente información:

Transformadores de corriente ópticos_Arteche. Documento que contiene los componentes de estos equipos, su configuración, ensayo tipo, ensayos de compatibilidad electromagnética, ensayos mecánicos, ensayos especiales, ensayos sobre las "Merging Unit" y las referencias de los proyectos en los cuales se ha aplicado este tipo de tecnología por parte de Arteche. Los transformadores de corriente de Arteche son fabricados en Bilbao España y es posible contactar a las empresas listadas para conocer sus opiniones de primera mano.

B25-16-BN-01E Sensor óptico_v2. Pruebas de estado transitorio de Artech.

PCS-9250-OAC_DataSheet R1.00. Documento que contiene las principales características, principio de diseño, componentes y datos técnicos. Los transformadores de corriente de NR son fabricados en Changzhou China.

NR OCT supply record-partial. Este documento listas las referencias de los proyectos en los cuales se ha aplicado este tipo de tecnología por parte de NR. Es posible contactar a las empresas listadas para conocer sus opiniones de primera mano.

Adicionalmente, se solicita el ajuste en los contratos de concesión donde se permita el uso de transformadores de corriente ópticos diseñados con tecnología moderna y aceptados internacionalmente en línea con el PR-20.

En caso de requerir más información no dude en contactar el personal de ISA/REP para suministrarla.

Lo anterior se encuentra alineado con la capacitación brindada por ISA al COES y al OSINERGMIN en diciembre de 2023 en las instalaciones de ISA/REP.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Las tecnologías emergentes deben ser probadas previamente o tener adecuados antecedentes para la implementación en la red eléctrica.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

9.83 Comentario 83 (REP) Subestaciones

2.3.2. Criterios para conexión de subestaciones Criterios para la Configuración de Barra en Interruptor y Medio

Dice:

En subestaciones AIS, cada interruptor debe contar con los seccionadores necesarios para aislarlos de la subestación, para los trabajos de mantenimiento, sin interrupción del servicio. **En subestaciones GIS, deberán contar adicionalmente con compartimientos y los seccionadores con visores que permitan visualizar su estado de posición.**

Sustento

Se propone:

En subestaciones AIS, cada interruptor debe contar con los seccionadores necesarios para aislarlos de la subestación, para los trabajos de mantenimiento, sin interrupción del servicio. **En subestaciones GIS, deberán**

contar adicionalmente con compartimientos y los seccionadores contar con visores de indicación mecánicos, que permitan visualizar su estado de posición.

Se justifica este párrafo, en vista que el ente Fiscalizador, insiste en que las GIS cuenten con visores que permita ver estado de separación dentro del compartimiento GIS de los seccionadores (visor de vidrio)

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Tal como está redactado incluye los “visores de indicación mecánica”.

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

9.84 Comentario 84 (REP) Requisitos CGC

2.4.2 Por Configuración Generador Transformador

Dice:

<i>Potencia Nominal (MVA)</i>	<i>Configuraciones Permitidas para CGC</i>
$50 \text{ MVA} \leq S_n \leq 100 \text{ MVA}$	(a) y (b)
$S_n > 100 \text{ MVA}$	(a)

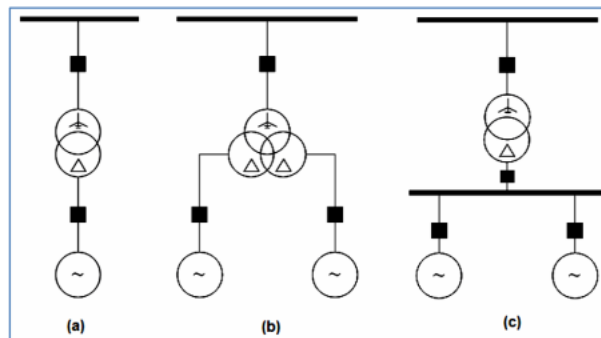


Figura 2.7 Configuraciones permitidas generador-transformador para CGC

Sustento

Debe decir:

Potencia Nominal (MVA)	Configuraciones Permitidas para CGC
$50 \text{ MVA} \leq S_n \leq 100 \text{ MVA}$	(a) y (b)
$S_n > 100 \text{ MVA}$	(c)

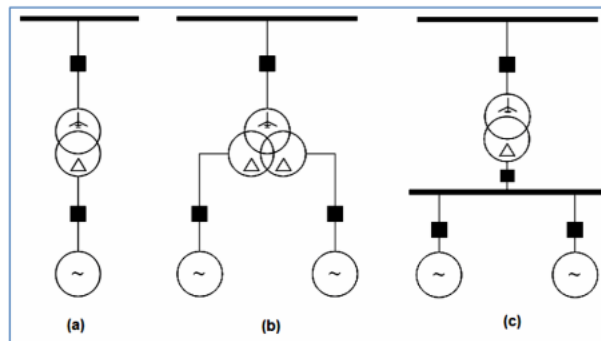


Figura 2.7 Configuraciones permitidas generador-transformador para CGC

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Las CGC mayores a 100 MW al ser de gran tamaño deben ser independientes de transformación, por lo que la propuesta se mantiene.

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

9.85 Comentario 85 (REP) Subestaciones

5.4.4. Coordinación de aislamiento

Niveles de Aislamiento para Sobretensiones de Transitorios

Los niveles de aislamiento, para las sobretensiones de maniobra (o frente lento) y atmosféricas (o frente rápido), deben ser definidos considerando los valores recomendados por la norma IEC 60071-1 e IEC 60071-2 (Ref. [2]).

Las sobretensiones de frente muy rápido ("Very Fast Front") solamente se presentan en las subestaciones encapsuladas en SF6. Por tanto, los titulares de la nueva instalación deberán seleccionar sus equipos adecuadamente, a fin de garantizar que no se vean afectados por estas sobretensiones, para lo cual, deberán contar con un documento de respaldo del fabricante.

Sustento

Se propone:

Que el anexo 1 del PR-20 indique las tensiones normalizadas para aplicación de estudios sustentarios de EPO y OE, siendo que estos estudios son requeridos por el COES.

Nota: tenemos respuesta de fabricantes que los fenómenos VFTO es para $U_m > 300$ kV

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Ver opinión de COES al Comentario 79 de ORYGEN.

Se pide documento de respaldo del fabricante, por tanto, en valores de U_m menores de 300 kV el fabricante sustentará que no afectan los fenómenos VFTO

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinerghmin al Comentario 79 de ORYGEN. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

9.86 Comentario 86 (REP) Subestaciones

5.4.5. Servicios Auxiliares Servicios de corriente alterna

En subestaciones del STTN y STTR, deben tener necesariamente dos fuentes de alimentación en alterna (AC), que pueden ser:

- a) En subestaciones con dos bancos de unidades transformadoras de potencia: dos transformadores de servicios auxiliares, trifásicos, conectados cada uno al terciario de las unidades transformadoras de cada banco, mediante celda con interruptor.
- b) En subestaciones con un banco de unidades transformadoras de potencia: un transformador de servicios al terciario de las unidades transformadoras del banco, mediante celda con interruptor y, una fuente de alimentación, proveniente de la red de servicio público (alimentación externa) o de un transformador de tensión tipo inductivo, conectado a la barra de la subestación.
- c) En subestaciones sin banco de unidades transformadoras de potencia: dos fuentes de alimentación, provenientes de la red de servicio público (alimentación externa) y/o de los transformadores de tensión tipo inductivo, conectados a las barras de la subestación.

Sustento

Aclarar/indicar:

¿Si el grupo electrógeno cuenta como punto de conexión AC adicional a lo requerido?

¿En este caso el grupo electrógeno sería la tercera fuente?

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

En el numeral 5.4.5 del capítulo 5 en el segundo párrafo se indica lo referente al Grupo Electrónico:

"El sistema además tiene que contar con un grupo generador de emergencia (Grupo Electrónico) con arranque autónomo y conexión automática a la barra de servicios auxiliares."

Por lo tanto, ya está considerado el Grupo Electrónico.

En la redacción se considera las fuentes de alimentación y aparte el grupo electrógeno o generador de emergencia.

Podemos considerar al grupo electrógeno como una tercera fuente.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

9.87 Comentario 87 (REP) Subestaciones

5.6.2. Interruptores Numeral 9.

Dice:

Los interruptores de los siguientes equipos deben ser unipolares y contar necesariamente con un dispositivo de sincronización de maniobra (mando sincronizado):

a) Unidad transformadora de potencia con tensión primaria de 500 kV.

En transformadores del STTN y STTR adicionalmente se debe considerar este equipamiento en el lado secundario.

b) Unidad transformadora de potencia con **tensión primaria menor o igual a 220 kV**, cuando su potencia sea mayor o igual a 50 MVA y además su relación de corto circuito (R_{cc}) sea menor o igual a 30.

Sustento

Debe decir:

Los interruptores de los siguientes equipos deben ser unipolares y contar necesariamente con un dispositivo de sincronización de maniobra (mando sincronizado):

a) Unidad transformadora de potencia con tensión primaria de 500 kV.

En transformadores del STTN y STTR adicionalmente se debe considerar este equipamiento en el lado secundario.

b) Unidad transformadora de potencia con **tensión primaria mayor o igual a 220 kV**, cuando su potencia sea mayor o igual a 50 MVA y además su relación de corto circuito (Rcc) sea menor o igual a 30.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

En el caso de transformadores si su tensión primaria es menor o igual a 220 kV y se cumple lo indicado en el literal 2 debe tener necesariamente mando sincronizado.

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

9.88 Comentario 88 (REP) Subestaciones

5.6.3. Seccionadores y cuchillas de puesta a tierra

Numeral 3.

Dice:

Los seccionadores del STTN, STTR y STL deben ser operados mediante motores eléctricos de corriente continua (CC) y en forma manual al pie del seccionador. El accionamiento de la cuchilla de puesta a tierra debe ser **motorizado de corriente continua (CC)** o manual y se acciona desde el mismo seccionador.

Sustento

Se propone:

Que la sociedad Concesionaria pueda implementar la tensión que accione los motores de seccionadores conforme con sus criterios de diseño, pudiendo ser tensión AC o CC

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 30 de REP.

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinerghmin al Comentario 30 de REP. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

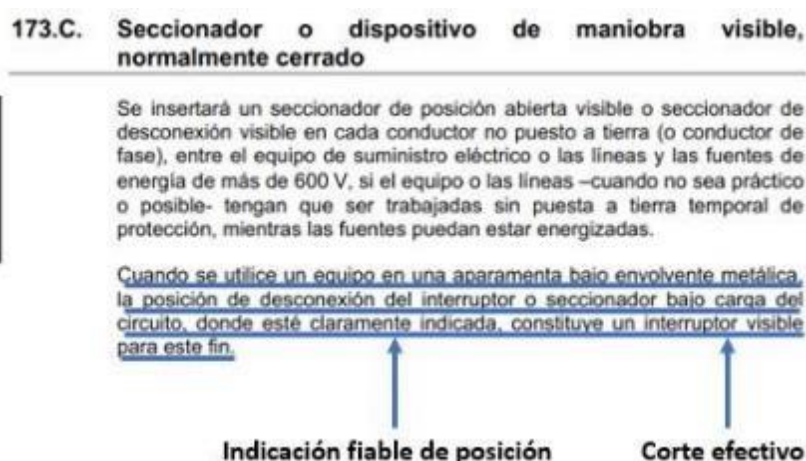
9.89 Comentario 89 (REP) Subestaciones

Anexo 1 – capítulo 5. Requisitos técnicos mínimos de instalaciones de subestaciones eléctricas, numeral 5.6.2 INTERRUPTORES.

En el numeral 5.6.2 se observa sólo la utilización de interruptores, sin embargo, es posible la utilización de interruptores seccionadores (DCB), los cuales presentan las siguientes ventajas cuando se comparan con interruptores y seccionadores:

- ✓ Contactos eléctricos confinados en cámaras selladas con SF₆, protegidos de la intemperie y la polución. Esto aumenta la confiabilidad y disminuye la frecuencia de mantenimientos para el equipo.
- ✓ Menos equipos de maniobra y configuraciones de subestaciones más sencillas.
- ✓ Reducción en dimensiones de la subestación.
- ✓ Reducción del uso de materias primas y obras civiles, disminución de impacto ambiental.
- ✓ Cableado secundario de la subestación se simplifica.
- ✓ Es una tecnología madura, ampliamente utilizada en Suecia y Finlandia, por ejemplo
- ✓ Envoltente en compuesto siliconado

Adicional a lo anterior en el código nacional de electricidad (suministro 2011) se indica lo siguiente:



Lo cual se encuentra en línea con lo que se requiere para utilizar interruptores seccionadores, es decir, la indicación fiable de posición y el corte efectivo.

Sustento

La descripción del numeral 5.6.2 limita la posibilidad de utilizar interruptores seccionadores (DCB) los cuales se encuentran descritos en la norma IEC 62271-108.

El DCB desempeña funciones de interruptor y en posición abierto realiza funciones de seccionador dado que dispone de un aislamiento longitudinal superior que permite garantizar la misma funcionalidad de un seccionador. Adicional a lo anterior, en posición abierto, dispone de un elemento de bloqueo y condena para evitar el cierre de la operación del equipo cuando se estén desarrollando actividades de mantenimiento, en otras palabras, corresponde con el elemento que permite la indicación fiable de posición que se encuentra definida en la norma IEC 62271-108 y que se puede comprobar a través de pruebas.

El DCB representa una buena opción para implementar en subestaciones, porque suprime el seccionador, el cual corresponde con uno de los equipos que más mantenimiento requiere en la subestación y con mayor frecuencia, por la exposición al ambiente de sus contactos y los varillajes requeridos para poder desplazar sus partes móviles.

Por lo indicado anteriormente, se recomienda permitir al concesionario la utilización de tecnologías diferentes a interruptores y seccionadores, en este caso el uso del DCB.

Con base en lo anterior se recomienda realizar los ajustes de los siguientes numerales 5.6.2 y 2.3.2 Criterios para la configuración de barra en interruptor y medio de la siguiente manera:

5.6.2 INTERRUPTORES

El concesionario podrá utilizar interruptores convencionales o interruptores seccionadores (DCB) que cumplan con lo indicado en el numeral 5.6 "Equipamiento de alta tensión" y con la norma IEC 62271-108. Adicionalmente deberán demostrar a través de pruebas tipo el cumplimiento de la indicación fiable de posición para garantizar el corte efectivo con el fin de garantizar la integridad del personal de operación y mantenimiento.

El numeral 2.3.2 establece lo siguiente:

- *"En subestaciones AIS, cada interruptor debe contar con los seccionadores necesarios para aislarlos de la subestación, para los trabajos de mantenimiento, sin interrupción del servicio. En subestaciones GIS, deberán contar adicionalmente con compartimientos y los seccionadores con visores que permitan visualizar su estado de posición".*
- *La implementación incompleta de un diámetro (solo dos interruptores) se debe considerar la instalación de los seccionadores necesarios para la*

operación de los dos tercios del diámetro y la ampliación futura del tercio faltante.

- Cada Interruptor debe contar con los seccionadores necesarios para aislarlos de la subestación, de manera de poder proceder con los trabajos de mantenimiento, sin interrupción del servicio.*

Se sugiere el siguiente ajuste:

- “En subestaciones AIS, cada interruptor debe contar con los seccionadores necesarios para aislarlos de la subestación o el uso de un interruptor seccionador (DCB) que integra en un único equipo las funciones de interruptor y seccionador, para los trabajos de mantenimiento, sin interrupción del servicio. En subestaciones GIS, deberán contar adicionalmente con compartimientos y los seccionadores con visores que permitan visualizar su estado de posición”.*
- La implementación incompleta de un diámetro (solo dos interruptores) se debe considerar la instalación de los seccionadores necesarios para la operación de los dos tercios del diámetro y la ampliación futura del tercio faltante o el uso de un interruptor seccionador (DCB) por corte que integra en un único equipo las funciones de interruptor y seccionador.*
- Cada Interruptor debe contar con los seccionadores necesarios para aislarlos de la subestación o el uso de un interruptor seccionador (DCB) que integra en un único equipo las funciones de interruptor y seccionador, de manera de poder proceder con los trabajos de mantenimiento, sin interrupción del servicio.*

Para cumplir con lo indicado en el numeral 5.6, se adjunta la siguiente información:

Presentación DCB_Perú. Información general sobre qué es un DCB, desempeño dieléctrico, seguridad del personal, ventajas y alcance normativo peruano y de otros países de la región.

Mtto_Falla_DCB_Int_y_medio-V2_Perú. Explica cómo realizar un mantenimiento a un DCB.

Experience using DCBs. Presentación hecha por el operador sueco Svenska Kraftnat a ISA durante el proceso de referenciamiento.

Questions ISA. Se presenta un paquete de preguntas consolidadas por ISA y las respectivas respuestas dadas por el operador sueco de la forma en que ellos respondieron.

Paquete_info_COES_OSINERGMIN. Información del proveedor del equipo que permite conocer con mayor detalle el DCB.

En caso de requerir el contacto del personal de Svenska Kraftnat para consultas específicas sobre DCB, favor solicitarlo a ISA/REP.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Los interruptores seccionadores son utilizados en niveles de media tensión, pero dichos equipos adicionan la característica de equipo extraíble. La característica de no tener seccionador no existe en el sistema de alta tensión del SEIN. Una implicancia de estos equipos es tener que sacar fuera de servicio la barra donde esté conectado en caso de mantenimiento, lo que disminuye la flexibilidad de la subestación.

Se solicitará información complementaria a REP a fin de evaluar su propuesta con mayor detalle y de ser el caso proponer posteriormente cambios a OSINERGHMIN. Mientras tanto, se mantendrá la propuesta original.

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

9.90 Comentario 90 (REP) Subestaciones

5.6.4. Transformadores de corriente

Numeral 3. e)

Dice:

Deberán ser de precisión 5P20; esto es hasta 20 veces la corriente nominal con una precisión menor o igual al 5 %.

Sustento

Se propone:

Deberán ser de precisión 5P20 o 5P30 (*); esto es hasta 20 o 30 veces la corriente nominal con una precisión menor o igual al 5 %.

(*) La clase 5P30 aplicaría en el caso en que las corrientes de cortocircuito sean mayores a las estandarizadas en el PR-20.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

El anexo 1 del PR-20 es referido a "CRITERIOS MÍNIMOS DE DISEÑO DE INSTALACIONES ELECTRICAS", en ese contexto, el requerimiento de precisión 5P20 indicado en el numeral 5.6.4 del capítulo 5 del anexo 1 del PR-20 es el mínimo requerido, por tanto, la precisión de 5P30 ya está considerada.

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

9.91 Comentario 91 (REP) Subestaciones

5.6.7. Unidades de Transformadores de Potencia

Numeral 12. f)

Dice:

f) Utilizar las siguientes potencias (ONAN) estandarizadas:

Tabla 5.9. Potencias Estandarizadas ONAN en transformadores de potencia

Autotransformadores 500/220/MT kV	Autotransformadores 220/138/MT kV	Transformadores con Primario 220 kV	Transformadores con Primario 138 kV
Unidades monofásicas 3 x 200/200/67 MVA 3 x 250/250/80 MVA	Unidades monofásicas 3 x 50/50/15 MVA 3 x 100/100/30 MVA	50/50/15 MVA 100/100/30 MVA	15/10/8 MVA 30/30/15 MVA 45/45/15 MVA

Sustento

Se propone:

f) Utilizar las siguientes potencias (ONAN)/ONAF estandarizadas:

Tabla 5.9. Potencias Estandarizadas ONAN en transformadores de potencia

Autotransformadores 500/220/MT kV	Autotransformadores 220/138/MT kV	Transformadores con Primario 220 kV	Transformadores con Primario 138 kV
Unidades monofásicas 3 x 200/200/67 MVA 3 x 250/250/80 MVA	Unidades monofásicas 3 x 50/50/15 MVA 3 x 100/100/30 MVA	50/50/15 MVA 100/100/30 MVA	15/10/8 MVA 30/30/15 MVA 45/45/15 MVA

(*) Potencia terciario

(*) Potencia terciario, cumplir la potencia requerida solo para transitorios de 3falla, siendo que los devanados terciarios solo son cargables para los SSAA propios de la subestación (carga < 2 MVA).

Si fuera devanado de carga en MT, debe ser especificado, indicando valor y tipo de carga caso aplique.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 81 de ORYGEN y al Comentario 21 de REP con respecto a la tabla 5.9

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinerghmin al Comentario 81 de ORYGEN y al Comentario 21 de REP con respecto a la tabla 5.9. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

9.92 Comentario 92 (REP) Subestaciones

5.6.15. Subestaciones encapsuladas aisladas en gas SF6

Numeral 3)

Dice:

El diseño de las Celdas GIS debe garantizar que las posibles sobretensiones internas de frente muy rápido (Very Fast Front) son soportadas por el equipamiento

Sustento

Se propone:

Que el anexo 1 del PR-20 indique las tensiones normalizadas para aplicación de estudios sustentarios de EPO y OE, siendo que estos estudios son requeridos por el COES.

Nota: tenemos respuesta de fabricantes que los fenómenos VFTO es para $U_m > 300$ kV

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 79 de ORYGEN.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinergmin al Comentario 79 de ORYGEN. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

9.93 Comentario 93 (REP) Protecciones

6.3 LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

Corregir el texto del primer párrafo del numeral 6.3 LÍNEAS DE TRANSMISIÓN eliminando las palabras de color rojo y agregando las de color azul:

“Los requisitos mínimos de protección para líneas de transmisión se establecen según los siguientes niveles de tensión:

- Líneas de transmisión con tensión nominal ~~de~~ hasta 138 kV
- Líneas de transmisión con tensión nominal de 220 kV
- Líneas de transmisión con tensión nominal mayor a 220 kV”

Sustento

Debe existir coherencia entre lo indicado en el numeral 6.3 LÍNEAS DE TRANSMISIÓN con lo indicado en los planos RP-LT-01, RP-LT-02 y RP-LT-03.

Opinión del COES

Sugerencia parcialmente aceptada

Los niveles de tensión que se hace referencia son de 138 kV y no a valores menores por lo que la palabra adecuada es “de”. Los planos también hacen referencia al mismo nivel de tensión.

(...)

Líneas de transmisión con tensión nominal **de** 138 kV

(...)

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Sin embargo, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

9.94 Comentario 94 (REP) Protecciones

6.3 LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

El capítulo 6.3 LÍNEAS DE TRANSMISIÓN indican lo siguiente textualmente:

“En los esquemas RP-LT-01, RP-LT-02 y RP-LT-03 del adjunto de “Esquemas Eléctricos”, se muestran las protecciones mínimas según el nivel de tensión para líneas de transmisión cortas, medianas y largas.”

Sustento

Se propone eliminar el tercer relé de protección “IED 3” mostrado en los esquemáticos PR-LT-02 y RP-LT-03 del capítulo 6.12 ESQUEMA ELÉCTRICOS ya que las funciones de protección contempladas para este dispositivo son funciones básicas y se podrían incluir estas funciones de protección y de forma redundante en los IED1 y IED2.

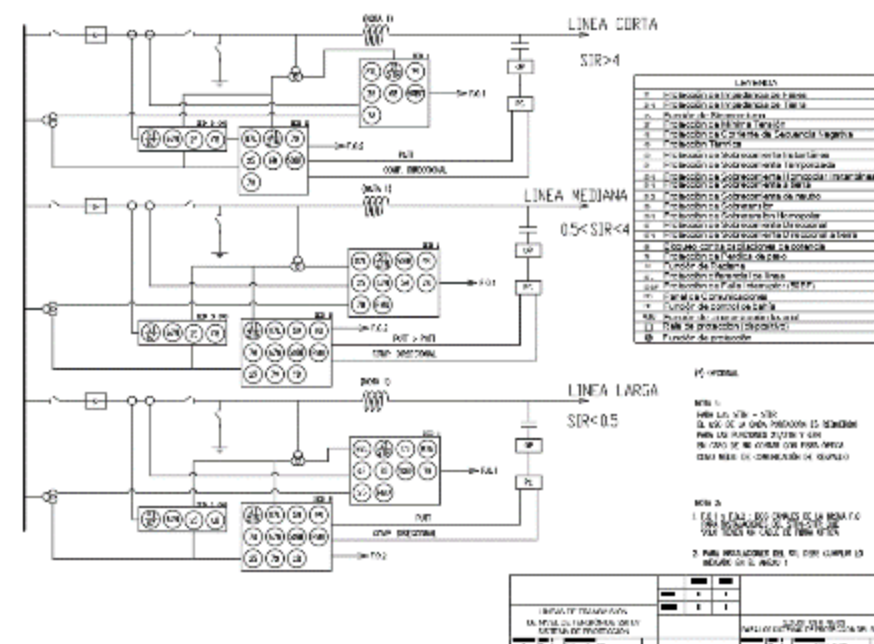
Así se tendría un esquema de protección más simplificado y seguiría teniendo “redundancia”, concepto demasiado importante para la operación segura y fiable de las protecciones.

Actualizar los esquemas RP-LT-02 Y RP-LT-03.

Opinión del COES

Sugerencia aceptada.

Se incluye la nota “(*) OPCIONAL” en los IED 3 de los planos RP-LT-02 y RP-LT-03



Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, corresponde modificar los esquemas RP-LT-01, RP-LT-02 y RP-LT-03 de acuerdo con la sugerencia de la opinión del COES.

9.95 Comentario 95 (REP) Protecciones

6.3 LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

El capítulo 6.3. LÍNEAS DE TRANSMISIÓN indica textualmente lo siguiente:

El estándar IEEE C37.113, (Guía de IEEE para aplicaciones de relé de protección para líneas de transmisión), clasifica la longitud de la línea según SIR de la siguiente manera:

- Líneas cortas ($SIR > 4$)
- Líneas medianas ($0,5 < SIR < 4$)
- Líneas largas ($SIR < 0,5$)

Sustento

Se recomienda hacer uso de los símbolos de desigualdad "mayor o igual que ($\geq$)" y "menor o igual que ($\leq$)" con el fin de dejar explícitamente claro que se debe hacer cuando el SIR de una línea es $SIR = 4$ o $SIR = 0,5$.

Actualmente si el SIR de una línea me da un valor de $SIR = 4$, no tendría criterio para categorizarla (¿Corta o Mediana?) o si el $SIR = 0,5$ tampoco tendría como categorizarla (¿Mediana o larga?).

Opinión del COES

Sugerencia aceptada.

Para una mayor claridad para clasificar la longitud eléctrica de la línea según el cálculo del SIR, se incluirán los símbolos de desigualdad.

Por lo tanto, se sugiere modificar el numeral 6.3 del PR-20 prepublicado, en el siguiente sentido:

(...)

- Líneas cortas ($SIR \geq 4$)
- Líneas medianas ($0,5 \leq SIR < 4$)
- Líneas largas ($SIR < 0,5$)

(...)

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, corresponde modificar el numeral 6.3 del Capítulo 6 del Anexo 1 del proyecto de modificación del PR-20 con la siguiente redacción:

“El SIR (Source Impedance Ratio), es el método preferido para clasificar la longitud eléctrica de una línea con el fin de aplicar relés de protección. El estándar IEEE C37.113, (Guía de IEEE para aplicaciones de relé de protección para líneas de transmisión), clasifica la longitud de la línea según SIR de la siguiente manera:

- Líneas cortas ($SIR \geq 4$)
- Líneas medianas ($0,5 \leq SIR < 4$)
- Líneas largas ($SIR < 0,5$)”

9.96 Comentario 96 (REP) Protecciones

6.3 LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

En el capítulo 6.3. LÍNEAS DE TRANSMISIÓN se debe incluir un párrafo que permita la implementación de protecciones de línea con otros principios de medida, por ejemplo, principio de medida como: dominio en el tiempo, cantidades superimpuestas, etc.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Las funciones de protección indicadas en el numeral 6.3 forman parte de los requerimientos mínimos, en caso de proponer equipamiento con nuevos o modernos algoritmos debe ser garantizada por el fabricante y titular de la instalación su correcta operación.

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

9.97 Comentario 97 (REP) Protecciones

6.3.1 TIEMPO DE DESPEJE DE FALLA

Corregir el texto del segundo párrafo del numeral 6.3.3. RESPALDO REMOTO agregando las siguientes palabras en color azul:

“Para los esquemas de teleprotección los relés con funciones de distancia y sobrecorriente direccional se podrán conectar a través de medios de transmisión en fibra óptica, radio microondas u onda portadora.”

Sustento

Se debe dejar abierta la posibilidad de implementar otras tecnologías existentes y disponibles en el mercado para estas aplicaciones de teleprotección.

Claro está que la implementación de otra tecnología diferente a Fibra Óptica u Onda Portadora deberá quedar sujeta y deberá garantizar el cumplimiento de lo requerido en el numeral 6.3.1 TIEMPO DE DESPEJE DE FALLA.

Opinión del COES

Sugerencia aceptada.

Se considera el principal medio de comunicación la fibra óptica, los medios de comunicación de respaldo pueden ser diferentes.

Ver opinión del COES al Comentario 112 de ORYGEN.

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinerghmin al Comentario 112 de ORYGEN.

9.98 Comentario 98 (REP) Protecciones

6.3.3 RESPALDO REMOTO

Corregir el texto del segundo párrafo del numeral 6.3.3. RESPALDO REMOTO agregando las siguientes palabras en color azul:

“Para los esquemas de teleprotección los relés con funciones de distancia y sobrecorriente direccional se podrán conectar a través de medios de transmisión en fibra óptica, radio microondas u onda portadora.”

Sustento

Se debe dejar abierta la posibilidad de implementar otras tecnologías existentes y disponibles en el mercado para estas aplicaciones de teleprotección.

Claro está que la implementación de otra tecnología diferente a Fibra Óptica u Onda Portadora deberá quedar sujeta y deberá garantizar el cumplimiento de lo requerido en el numeral 6.3.1 TIEMPO DE DESPEJE DE FALLA.

Opinión del COES

Sugerencia aceptada.

Se considera el principal medio de comunicación la fibra óptica, los medios de comunicación de respaldo pueden ser diferentes.

Ver opinión del COES al Comentario 112 de ORYGEN.

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinerghmin al Comentario 112 de ORYGEN.

9.99 Comentario 99 (REP) Protecciones

Anexo 1 del PR-20

DESTINADOS A LOS SISTEMAS DE PROTECCIÓN

En el capítulo 6.8. CLASE DE PRECISIÓN DE LOS TRANSFORMADORES DE MEDIDA DESTINADOS A LOS SISTEMAS DE PROTECCIÓN se debe incluir un párrafo que oriente a la implementación de transformadores de medida del tipo LPIT.

Sustento

Actualmente los transformadores de medida no convencionales o LPIT se utilizan e implementan en gran parte del mundo, es una tecnología que actualmente brinda múltiples beneficios y óptimas condiciones de operación.

Los transformadores de corriente ópticos presentan un mejor desempeño en condiciones transitorias, son inmunes a la saturación, no presentan problemas de secundarios abiertos, no presentan fallas violentas, no utilizan gas SF6 o aceite como medio aislante, mejorando el desempeño técnico, las condiciones para el personal de operación y mantenimiento, minimiza el impacto ecológico, reduce considerablemente el uso de cableado de cobre en baja tensión, mejora la confiabilidad del sistema de protección, la vida útil de estos equipos acorde con información suministrada por los fabricantes es de aproximadamente 50 años y trae consigo grandes beneficios para el sistema de potencia peruano debido a la reducción de los costos que deben asumir los usuarios finales por la entrada de nuevos proyectos al sistema de potencia peruano.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

El tipo de instrumento a utilizar no es alcance del PR-20, en caso utilizar nuevas tecnologías será evaluado de forma particular.

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

9.100 Comentario 100 (REP) Protecciones**6.10.3 EQUIPOS REGISTRADORES DE FALLAS**

El segundo párrafo del capítulo 6.10.3 EQUIPOS REGISTRADORES DE FALLAS indica lo siguiente:

Deberán ser equipos especializados en registros de fallas independientes de los relés de protección, para registrar eventos ocasionados por diversos fenómenos del sistema, monitorear el desempeño de los relés de protección y poder arrancar por diferentes variables ajustadas que se detallan más adelante, con gran capacidad de almacenamiento de registros de eventos.

Se sugiere eliminar la exigencia de la instalación de IEDs independientes como registradores de falla.

Sustento

Actualmente los IEDs de protección cuentan con funciones de osciloperturbografía, con las que se capturan y registran eventos de fallas.

Estas funciones de osciloperturbografía en los IEDs de protección cumplen con las especificaciones que se indican en el capítulo 6.10.3. Adicionalmente el sistema de protecciones es redundante, por lo tanto, se cuenta con al menos dos (02) IEDs independientes realizando registro de fallas y monitoreándose entre sí de manera cruzada.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 27 de REP.

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinerghmin al Comentario 27 de REP. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

9.101 Comentario 101 (REP) Protecciones**6.12 ESQUEMAS ELÉCTRICOS**

En los esquemas eléctricos se muestran las protecciones mínimas para los diferentes tipos de bahías o equipos protegidos.

Se debe dejar una nota aclaratoria en cada esquema eléctrico en la cual se indique que los esquemas mostrados son referenciales y describen solo las funciones de protección mínimas requeridas, el equipamiento (cantidad de IEDs) deberá ser definido por la filosofía de protección.

Opinión del COES

Sugerencia parcialmente aceptada.

Las protecciones eléctricas son necesarias y son consideradas como mínimas como se indica en el numeral 6.3 de la propuesta.

En ese sentido, el equipamiento de protección mínimo es definido en los diagramas RP-LT-01, RP-LT-02 y RP-LT-03. En dichos diagramas se precisa cuáles son los IEDs opcionales.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES.

9.102 Comentario 102 (REP) Subestaciones

7.5.5 SUBESTACIONES DIGITALES

El primer párrafo del capítulo 7.5.5 SUBESTACIONES DIGITALES indica textualmente lo siguiente:

“La aplicación de subestaciones digitales deberá ser sólo en STL y STTR.”

No se debe limitar la aplicación de subestaciones digitales solo al STL y STTR, se debe dejar abierta la posibilidad de que las subestaciones digitales se puedan implementar en cualquier nivel de tensión y para cualquier sistema de transmisión. Por lo cual se debe corregir el texto del primer párrafo del capítulo 7.5.5 SUBESTACIONES DIGITALES como sigue:

“La aplicación de subestaciones digitales se podrá implementar en el STL, STTR y STTN.”

Sustento

Se debe extender la aplicación de subestaciones digitales a todos los niveles de tensión y a todos los sistemas de transmisión (STL, STTR, STTN).

La tecnología de la subestación digital ya es ampliamente utilizada a nivel mundial en todos los niveles de tensión y tiene, entre otras, las siguientes ventajas en la operación, confiabilidad y en inversión de las subestaciones:

- Reducción del tiempo de instalación y pruebas.

- Mejor tolerancia a fallas por la configuración redundante de los equipos y en todos los niveles de control sin exclusión.
- Mejor confiabilidad por el automonitoreo de todos los equipos y las conexiones entre ellos.
- Más seguridad para el personal de mantenimiento porque no se llevan señales análogas de corriente y tensión a los gabinetes de control y protección.
- Integridad y seguridad de la información por el uso de protocolos seguros y normalizados.
- Interoperabilidad y diseño normalizado que evita dependencia tecnológica de un solo fabricante.
- Flexibilidad en la configuración y facilidad de ampliación.
- Reducción de obras civiles (edificaciones, ductos y cárcamos).
- Reducción del cableado de cobre.
- Mitigación de los impactos ambientales durante la etapa de construcción de las subestaciones, lo cual repercute en la reducción de la huella de carbono.

En la actualidad todos los fabricantes de equipos de control, protección, medida y comunicaciones tienen su portafolio de soluciones basado en la subestación digital.

Opinión del COES

Sugerencia aceptada.

Por las razones expuestas se sugiere modificar el numeral 7.5.5. del capítulo 7 del Anexo 1 del PR-20 prepublicado.

“7.5.5 SUBESTACIONES DIGITALES

La aplicación de subestaciones digitales deberá ser sólo en STL, ~~y~~ STTR y STTN.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Sin perjuicio de lo mencionado, si bien las subestaciones digitales basadas en el bus de procesos se vienen utilizando a nivel global, aún no resuelve dos temas: i) la alimentación a los medidores de energía para facturación, los cuales se siguen utilizando entradas analógicas, y ii) las subestaciones digitales no permiten una recuperación manual del sistema en caso de “colapso” del sistema de control digital; por lo que la aplicación en el STTN estaría sujeta a la evaluación del COES y cumplimiento de acceso de la información de medición. Por lo tanto, corresponde modificar

7.5.5 del Capítulo 7 de Anexo 1 del proyecto de modificación del PR-20 de acuerdo con la siguiente redacción:

“7.5.5 SUBESTACIONES DIGITALES

La aplicación de subestaciones digitales deberá ser sólo en STL, STTR y STTN.

(...)”

9.103 Comentario 103 (REP) Subestaciones

7.5.5 SUBESTACIONES DIGITALES

El capítulo 7.5.5 SUBESTACIONES DIGITALES en el ítem a) indica lo siguiente textualmente:

a) Señales análogas de tensión y corriente, proveniente de los transformadores de medida según la norma IEC 61850-9-2 LE (bus de proceso).

No se debe limitar la conversión de señales análogas de corriente y tensión a la guía de implementación IEC 61850-9-2 LE, basada en el estándar IEC 61850-9-2, pues actualmente casi todos los fabricantes de equipos de control, protección, medida y telecomunicaciones también ofrecen la posibilidad de implementar el estándar IEC 61869-9, el cual permite optimizar el tráfico de la red LAN en las subestaciones de mayor tamaño.

Sustento

Al incluir el estándar IEC 61869-9 en el ítem indicado, se habilitan las funcionalidades disponibles que tienen los fabricantes en el mercado, que permiten optimizar el diseño de tráfico en redes LAN para subestaciones de gran tamaño.

La guía de implementación IEC 61850-9-2 LE, basada en el estándar IEC 61850-9-2, está siendo superada por otros estándares más avanzados y flexibles como lo es el estándar IEC 61869-9 que optimiza la utilización del ancho de banda en las redes LAN de bus de proceso y posibilita la suscripción dinámica de los sistemas redundantes.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

El estándar IEC 61850 es el normalizado para la conversión de señales análogas de corriente y tensión.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

9.104 Comentario 104 (REP) Protecciones

7.6 COMPATIBILIDAD ENTRE EL CC DE EMPRESAS Y EL CC DEL COES

El primer párrafo del capítulo 7.6 COMPATIBILIDAD ENTRE EL CC DE EMPRESAS Y EL CC DEL COES indica textualmente lo siguiente:

“El protocolo de comunicación entre las “subestaciones telecontroladas” o subestaciones y el centro de control de la empresa integrante de la RIS, debe cumplir con lo establecido en las normas IEC 60870-5-104, DNP 3.0 sobre TCP/IP o DNP 3.0 serial”

Es necesario realizar un ajuste en el texto e incluir los protocolos mostrados en color azul:

“El protocolo de comunicación entre las “subestaciones telecontroladas” o subestaciones y el centro de control de la empresa integrante de la RIS, debe cumplir con lo establecido en las normas IEC 60870-5-104, DNP 3.0 sobre TCP/IP, DNP 3.0 serial, [IEC TR 61850-90-2](#) o [IEC TS 61850-80-6](#)”

Sustento

Es posible que las normas y protocolos indicados vayan siendo superadas por otros estándares más avanzados, como IEC TR 61850- 90-2 (en el futuro IEC TS 61850-80-6).

Se sugiere no limitar la implementación al cumplimiento único de los estándar y protocolos mencionados.

Opinión del COES

Sugerencia parcialmente aceptada.

Como referencia se considera IEC TR 61850- 90-2 o la que la reemplace.

“7.6 COMPATIBILIDAD ENTRE EL CC DE EMPRESAS Y EL CC DEL COES

*El protocolo de comunicación entre las “subestaciones telecontroladas” o subestaciones y el centro de control de la empresa integrante de la RIS, debe cumplir con lo establecido en las normas IEC 60870-5-104, DNP 3.0 sobre TCP/IP, DNP 3.0 serial, **IEC TR 61850-90-2 o la que la reemplace. (...)**”*

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, corresponde modificar el primer párrafo del numeral 7.6 del Capítulo 7 del Anexo 1 del proyecto de modificación del PR-20 de acuerdo al siguiente texto:

“7.6 COMPATIBILIDAD ENTRE EL CC DE EMPRESAS Y EL CC DEL COES

El protocolo de comunicación entre las “subestaciones telecontroladas” o subestaciones y el centro de control de la empresa Integrante de la RIS, debe cumplir con lo establecido en las normas IEC

60870-5-104 (Ref. [16]), DNP 3.0 sobre TCP/IP, o DNP 3.0 serial, IEC TR 61850-90-2 o la que la reemplace. El protocolo de transmisión de datos entre el centro de control de la empresa Integrante de la RIS y los centros de control del COES, debe cumplir con lo especificado con la NTIITR.

(...)”

9.105 Comentario 105 (REP) Protecciones

7.6 COMPATIBILIDAD ENTRE EL CC DE EMPRESAS Y EL CC DEL COES

El segundo párrafo del capítulo 7.6 COMPATIBILIDAD ENTRE EL CC DE EMPRESAS Y EL CC DEL COES indica textualmente lo siguiente:

“El equipamiento de comunicaciones para conexión con los centros de control del COES a través de canales de comunicaciones soportados en fibra óptica, o a través de canales de onda portadora debe ser totalmente compatible con el equipamiento existente en el centro de control del COES, de acuerdo con lo establecido en la NTIITR”

Es necesario realizar un ajuste en el texto e incluir otras tecnologías mostradas en color azul:

“El equipamiento de comunicaciones para conexión con los centros de control del COES a través de canales de comunicaciones soportados en fibra óptica, a través de canales de onda portadora, o a través de enlaces de radio microondas debe ser totalmente compatible con el equipamiento existente en el centro de control del COES, de acuerdo con lo establecido en la NTIITR”

Sustento

Se debe dejar abierta la posibilidad de implementar otras tecnologías existentes y disponibles en el mercado para estas aplicaciones de comunicación.

Habilitar las tecnologías disponibles para los sistemas portadores (FO, Radio microondas, PLP) o mezcla de ellas, siempre y cuando se cumpla con lo requerido en este numeral.

Tener en cuenta que puede haber casos en los cuales no se pueda contar con enlaces de FO en toda la ruta entre la S/E y el centro de control del COES.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

La conexión hacia el COES es a través de fibra óptica. En línea con lo expuesto, se recomienda modificar el numeral 7.6 del capítulo 7 del Anexo 1 del PR-20 prepublicado:

"7.6 COMPATIBILIDAD ENTRE EL CC DE EMPRESAS Y EL CC DEL COES

(...)

El equipamiento de comunicaciones para conexión con los centros de control del COES a través de canales de comunicaciones soportados en fibra óptica, ~~o a través de canales de onda portadora~~ debe ser totalmente compatible con el equipamiento existente en el centro de control del COES, de acuerdo con lo establecido en la NTIITR.

(...)"

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, corresponde modificar el segundo párrafo del numeral 7.6 del Capítulo 7 del Anexo 1 del proyecto de modificación del PR-20 de acuerdo al siguiente texto:

"7.6 COMPATIBILIDAD ENTRE EL CC DE EMPRESAS Y EL CC DEL COES

(...)

El equipamiento de comunicaciones para conexión con los centros de control del COES a través de canales de comunicaciones soportados en fibra óptica, debe ser totalmente compatible con el equipamiento existente en el centro de control del COES, de acuerdo con lo establecido en la NTIITR.

(...)"

9.106 Comentario 106 (REP) Subestaciones

Capítulo 5 – Numeral 5.4.5 SERVICIOS AUXILIARES

Se debe incluir un texto para el caso de las subestaciones existentes en donde se indique que los servicios auxiliares se consideran como un módulo común y que se debe permitir la alimentación de las nuevas cargas que surgen de las ampliaciones siempre y cuando exista la capacidad.

Sustento

Actualmente no existe una herramienta que ayude o que garantice que el propietario de una subestación brindará los SSAA para alimentar las nuevas cargas que surgen debido a la ampliación de la subestación.

Claro está que esta condición aplica si el propietario de la subestación cuenta con la capacidad de reserva necesaria para suplir las nuevas cargas. En caso contrario el tercero que llega a ampliar la subestación deberá repotenciar los sistemas de SSAA existentes o instalar nuevos sistemas.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Ya se ha incluido un texto que menciona que “En el caso de ampliaciones de subestaciones existentes, los servicios auxiliares existentes podrán permitir la alimentación de las cargas de las ampliaciones, solo con la conformidad del titular de la instalación”.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

9.107 Comentario 107 (REP) Subestaciones

Capítulo 5 – Numeral 5.4.5 SERVICIOS AUXILIARES

“Las cargas que requieren alimentación de corriente alterna se clasifican de la siguiente manera:

- Cargas con alimentación normal y de emergencia (A)
- Cargas con alimentación normal (B)
- Cargas con alimentación ininterrumpida (U)

La alimentación a las cargas (A) requiere del arranque automático del generador de emergencia y la conmutación automática para su alimentación desde este generador.

Para alimentar a las cargas de alimentación ininterrumpida (U) se debe considerar las siguientes opciones:

- Instalación de fuentes de alimentación ininterrumpida (UPS) alimentados desde las fuentes de corriente alterna de la subestación.
- Instalación de Inversores alimentados desde las fuentes de corriente continua de la subestación.”

Sustento

Considera que todas las cargas críticas en las subestaciones se encuentran alimentadas del sistema de corriente continua. De acuerdo con lo anterior, consideramos que no es necesario tener elementos como UPS conectados a los barrajes de corriente alterna ya que son un punto más de falla, de baja autonomía (mucho menor que las baterías) y complejizan el esquema de SSAA. Adicionalmente, y considerando lo dicho, sugerimos considerar solo dos tipos de cargas en AC, esencial y no esencial.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

El diagrama unifilar de los servicios auxiliares es general, en donde el uso de las UPS, tal como se indica en el numeral 5.4.5 (en el apartado de Servicio de

Corriente Alterna) es opcional para alimentar las cargas de alimentación ininterrumpida

“(…)

Para alimentar a las cargas de alimentación ininterrumpida (U) se debe considerar las siguientes opciones:

- Instalación de fuentes de alimentación ininterrumpida (UPS) alimentados desde las fuentes de corriente alterna de la subestación.
- Instalación de inversores alimentados desde las fuentes de corriente continua de la subestación.
- (…)

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

9.108 Comentario 108 (REP) Subestaciones

Capítulo 5 – Numeral 5.4.5 SERVICIOS AUXILIARES

“Para alimentar a las cargas de alimentación ininterrumpida (U) se debe considerar las siguientes opciones:

- Instalación de fuentes de alimentación ininterrumpida (UPS) alimentados desde las fuentes de corriente alterna de la subestación.
- Instalación de Inversores alimentados desde las fuentes de corriente continua de la subestación.”

Sustento

Consideramos que no es necesario tener elementos como UPS conectados a los barrajes de corriente alterna o inversores conectados al sistema de corriente continua ya que son un punto más de falla, se alarga la cadena de equipos para alimentar las cargas críticas, es una solución de baja autonomía (las UPS tienen mucho menor autonomía que las baterías) y complejizan el esquema de SSAA.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 107 de REP.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinergmin al Comentario 107 de REP. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

9.109 Comentario 109 (REP) Subestaciones

Capítulo 5 – Numeral 5.4.5 SERVICIOS AUXILIARES

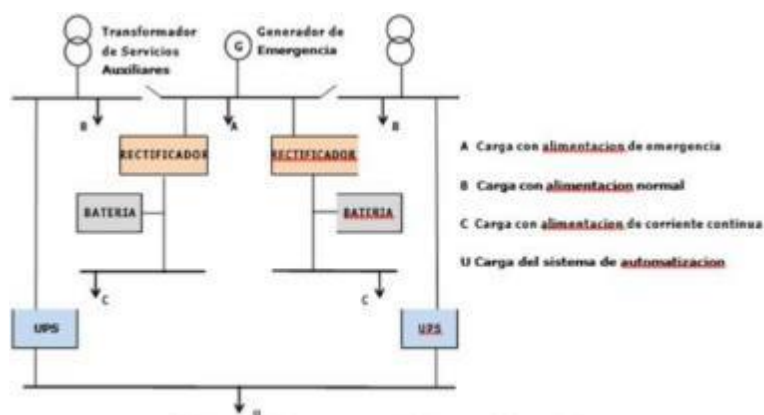


Figura 5.2 Diagrama general de los servicios auxiliares.

Sustento

Se solicita modificar el esquema indicado en la figura 5.2 de acuerdo con los comentarios previos realizados.

Se sugiere aclarar en el esquema si los elementos considerados para seccionar los barrajes con seccionadores o interruptores.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Según las respuestas emitidas a las observaciones realizadas a los servicios auxiliares, no consideramos necesario modificar la figura 5.2.

Los elementos que seccionan los barrajes son interruptores.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

9.110 Comentario 110 (REP) Subestaciones

Capítulo 5 – Numeral 5.4.5 SERVICIOS AUXILIARES

Caseta de SS.AA. (Ubicada en el Edificio de Control):..."

Hay que considerar que la caseta de SSAA puede ser una edificación independiente al edificio de control, por lo cual se debe considerar esta alternativa. Se debe brindar las especificaciones y/o requerimientos para esta alternativa.

Caseta de SS.AA. (Independiente del edificio de Control):..."

Sustento

Para evitar problemas de regulación de los SSAA en ocasiones es necesario ubicar la barra de SSAA cercana a la fuente, como es el caso en el que se usan transformadores de potencia cargable.

Opinión del COES

Sugerencia aceptada.

Se sugiere incluir en el numeral 5.4.5 del capítulo 5 del Anexo 1 del PR-20 prepublicado:

"5.4.5 SERVICIOS AUXILIARES

(...)

Descripción del Equipamiento de SS.AA.

(...)

*Caseta de SS.AA. (Ubicada **usualmente** en el Edificio de Control)*

(...)"

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, corresponde modificar el numeral 5.4.5 del Capítulo 5 del Anexo 1 del proyecto de modificación del PR-20 de acuerdo con la siguiente redacción:

"5.4.5 SERVICIOS AUXILIARES

(...)

Descripción del Equipamiento de SS.AA.

- *Para los STTN y STTR, que cuentan con casetas de control, los SS.AA. deberán comprender el siguiente equipamiento:*

Caseta de SS.AA. (ubicada usualmente en el Edificio de Control):

(...)

9.111 Comentario 111 (REP) Subestaciones

Capítulo 5 – Numeral 5.4.5 SERVICIOS AUXILIARES

En el cuerpo del capítulo 5.4.5 SERVICIOS AUXILIARES se indica lo siguiente:

“- Tablero general, tableros de distribución de circuitos (en alterna y continua), tablero de transferencia automática.

- Cargadores-rectificadores independientes y redundantes”.

Es necesario que se detalle en el cuerpo de este capítulo a que se refiere o como se constituye el “Tablero general” ya que no es claro para el lector cual es el requerimiento o a que hace referencia.

Sustento

Aclarar en el documento a que se refiere "Tablero general".

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

El término "Tablero general" se utiliza para identificar el tablero donde se encuentran conectados los circuitos de las fuentes de alimentación en alterna y el grupo electrógeno. No consideramos necesario aclararlo en el documento.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

9.112 Comentario 112 (REP) Subestaciones**Capítulo 5 – Numeral 5.4.5 SERVICIOS AUXILIARES**

En el cuerpo del capítulo 5.4.5 SERVICIOS AUXILIARES se indica lo siguiente:

"... - Tablero general, tableros de distribución de circuitos (en alterna y continua), tablero de transferencia automática.

- Cargadores-rectificadores independientes y redundantes."

Se sugiere indicar en el cuerpo del documento que sea permitido incluir la distribución de los circuitos de corriente continua en el mismo cargador/rectificador.

Sustento

Esta solución optimiza el sistema de SSAA en corriente continua, además optimiza los espacios en el edificio o cuarto de SSAA.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

En la figura 5.2 se observa que las barras de continua son independientes de los rectificadores. No consideramos necesario aclararlo en el documento.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

9.113 Comentario 113 (REP) Subestaciones

Anexo 1 del PR-20

Capítulo 5 – Numeral 5.4.5 SERVICIOS AUXILIARES

“...- Bancos de baterías (independientes y redundantes) para la alimentación en continua ...”

Sustento

Entendemos que los equipos de telecom, control y protecciones se alimentan de los tableros de distribución de SSAA sin necesitar de tableros de alimentación independientes. Se solicita aclarar este texto en el documento ya que no se entiende en el texto a que se refiere “Tableros de continua...”.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Si bien configuraciones tradicionales requerían un sistema en continua para protección y control y otro sistema en continua para comunicaciones, actualmente los equipos de control, protección y comunicaciones solo requieren de un sistema de alimentación en continua, pero el titular también puede instalar sistemas de alimentación en continua diferentes. No consideramos necesario aclararlo en el documento.

Respecto a las baterías, en la prepublicación del PR-20 se considera dos bancos de baterías según la figura 5.1.

Respecto a que implica dentro del numeral 5.4.5 el texto: “Tableros de continua”, son los tableros de distribución de continua que pudiese haber.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

9.114 Comentario 114 (REP) Subestaciones

Capítulo 5 – Numeral 5.4.5 SERVICIOS AUXILIARES

“Casetas de control (en el patio de llaves):

- Alimentación en alterna desde los circuitos del tablero de distribución de la Caseta de SS.AA.
- Tablero de distribución de circuitos en alterna y continua.
- Tableros en continua de control y protección.
- Cargadores-rectificadores independientes y redundantes.
- Alimentación en continua proveniente de los bancos de baterías (independientes y redundantes) de la Caseta de SS.AA.

Nota: En el proyecto se podrá considerar la instalación del banco de baterías redundante, en la caseta de control.”

Sustento

Se solicita aclarar en el documento que además de las baterías sea posible ubicar también los rectificadores/cargadores en las casetas de control.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

En la redacción se entiende que en las casetas de control (en el patio de llaves) se instalan cargadores -rectificadores.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

9.115 Comentario 115 (REP) Subestaciones

Capítulo 5 – Numeral 5.4.5 SERVICIOS AUXILIARES

Para STL, sin casetas de control en el patio de llaves, los SS.AA. se disponen en el Edificio de Control y comprenden:

- Alimentación en alterna desde los transformadores de SS.AA. y grupo electrógeno.
- Tablero general, tableros de distribución de circuitos (en alterna y continua), tablero de transferencia automática.
- Tablero de distribución de circuitos en alterna.
- Cargadores-rectificadores independientes y redundantes.
- Banco de baterías (independientes y redundantes) para la alimentación en continua.
- Tableros en continua para las comunicaciones, control y protección de la subestación.

Sustento

Aplican los mismos comentarios realizados para los SSAA previamente.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Ver respuestas anteriores respecto de SSAA. No considera realizar cambios adicionales.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

9.116 Comentario 116 (REP) Protecciones

6.10.2 UNIDAD DE MEDICIÓN FASORIAL (PMU)

2. El canal de comunicación ~~debe ser de fibra óptica~~, debe contar con una latencia menor a 200 ms registrada en el PDC del COES.

Sustento

Permitir habilitar las tecnologías disponibles para los sistemas portadores (FO, Radio microondas, PLP) o mezcla de ellas, siempre y cuando se cumpla con lo requerido en este numeral.

Opinión del COES

Sugerencia parcialmente aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 36 de REP.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinergmin al Comentario 36 de REP.

9.117 Comentario 117 (REP) Protecciones

6.10.2 UNIDAD DE MEDICIÓN FASORIAL (PMU)

“El titular de la nueva instalación tendrá la responsabilidad de implementar y mantener el envío de la información fasorial desde sus equipos (PDC o PMU) hasta los PDCs del COES **mediante un canal de comunicaciones dedicado.**”

“Para el envío de datos deberá considerarse lo siguiente:

1. El protocolo para el envío de datos es el IEEE C37.118, acorde al estándar IEEE C37.118.2-2011 o la versión que lo actualice, complemente o reemplace.
2. El canal de comunicación debe ser de fibra óptica, con una latencia menor a 200 ms registrada en el PDC del COES.”

Se sugiere indicar como debe procederse en caso de que no se cuente con fibras ópticas en todo el trayecto entre la nueva instalación y el sitio en el cual se encuentran instalados los PDCs del COES: ¿Se requiere instalar cables con FO para completar la ruta y cumplir con lo aquí requerido?

Sustento

Garantizar que las comunicaciones con los centros de control sean confiables.

Opinión del COES

Sugerencia aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 36 de REP.

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinerghmin al Comentario 36 de REP.

9.118 Comentario 118 (REP) Protecciones

6.11 SISTEMA DE COMUNICACIONES

Se sugiere permitir además la utilización de sistemas portadores que hagan uso del espectro radioeléctrico.

Sustento

Garantizar que las comunicaciones con los centros de control sean confiables.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

En la propuesta del PR-20 se detallan los medios de comunicación permitidos, en este sentido recomendamos mantener dichos medios de comunicación que han venido operando adecuadamente.

Ver opinión del COES al Comentario 105 de REP.

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinerghmin al Comentario 105 de REP. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

9.119 Comentario 119 (REP) Protecciones

6.11.1 INSTALACIONES DEL STTN Y STTR

“En caso de líneas de transmisión existentes en donde no sea posible instalar cable tipo OPGW, queda la alternativa de instalar cable tipo ADSS (All Dielectric Self-Supporting).”

Comentario y/o Sugerencia

Se sugiere incluir la implantación de cables soterrados con fibras ópticas.

Sustento

Permitir evaluar la mejor relación costo – riesgo – desempeño del cable óptico a instalar de acuerdo con las condiciones particulares de las instalaciones.

Opinión del COES

Sugerencia parcialmente aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 112 de ORYGEN.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinergmin al Comentario 112 de ORYGEN.

9.120 Comentario 120 (REP) Protecciones

6.11.1 INSTALACIONES DEL STTN Y STTR

“En caso de líneas de transmisión existentes en donde no sea posible instalar cable tipo OPGW, queda la alternativa de instalar cable tipo ADSS (All Dielectric Self-Supporting).”

Se entiende entonces que en instalaciones existentes que no cuenten con cables equipados con fibras ópticas es mandatorio la instalación de este tipo de cables tanto en solicitudes de ampliación como en aquellas emanadas por Proinversión.

Por favor confirmar si este entendimiento es correcto.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada

Ver opinión del COES al Comentario 39 de REP.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinergmin al Comentario 39 de REP. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

9.121 Comentario 121 (REP) Protecciones

6.11.1 INSTALACIONES DEL STTN Y STTR

“En caso de tramos subterráneos, el sistema de comunicación principal será implementado mediante cables de fibra óptica dieléctricos soterrados y el de respaldo por otro similar u otro medio de comunicación.”

Comentario y/o Sugerencia

Se entiende entonces que pueden utilizarse sistemas portadores que hagan uso del espectro radioeléctrico.

Por favor confirmar si este entendimiento es correcto.

Opinión del COES

Sugerencia aceptada.

En el caso de tramos de cables subterráneos, el sistema de comunicación debe ser coherente con el medio de comunicación seleccionado para el tramo aéreo.

En el caso de líneas de transmisión conformadas puramente por cables subterráneos el sistema de comunicación de respaldo puede ser otro medio de comunicación que permita una operación satisfactoria de los sistemas de teleprotección y comunicación.

Ver opinión del COES al Comentario 112 de ORYGEN.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinergmin al Comentario 112 de ORYGEN.

9.122 Comentario 122 (REP) Protecciones

6.11.2 INSTALACIONES DEL STL

“Será suficiente con instalar un sistema de comunicaciones soportado en cable tipo OPGW (Optical Ground Wire), constituido en su parte óptica por fibra óptica monomodo de 36 (treintiseis) hilos o más”

Se sugiere incluir además de cables OPGW, permitir considerar la instalación de cables ADSS o soterrados con fibras ópticas.

Sustento

Permitir evaluar la mejor relación costo – riesgo – desempeño del cable óptico a instalar de acuerdo con las condiciones particulares de las instalaciones.

Opinión del COES

Sugerencia parcialmente aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 112 de ORYGEN.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinergmin al Comentario 112 de ORYGEN.

9.123 Comentario 123 (REP) Protecciones

6.11.2 INSTALACIONES DEL STL

“Será suficiente con instalar un sistema de comunicaciones soportado en cable tipo OPGW (Optical Ground Wire), constituido en su parte óptica por fibra óptica monomodo de 36 (treintiseis) hilos o más”

Se entiende entonces que en instalaciones existentes que no cuenten con cables equipados con fibras ópticas es mandatorio la instalación de este tipo de cables tanto en solicitudes de ampliación como en aquellas emanadas por Proinversión.

Por favor confirmar si este entendimiento es correcto.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

El numeral 6.11.2 aplica a nuevas líneas del STL, en el caso de proyectos licitados la incorporación de medios de comunicación debe estar indicado como parte del alcance.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

9.124 Comentario 124 (REP) Líneas de Transmisión

3.2.2 CAPACIDAD DE CORRIENTE DE LOS CONDUCTORES DE FASES. Inciso a.

Valores de temperatura a considerar en los casos que no se tenga información meteorológica para el periodo de tiempo señalado.

“La temperatura máxima media en la ruta de la línea, que corresponde al promedio de las máximas anuales durante un período mínimo de 20 años.”

Sustento

Se solicita aclarar que se deberá tener en cuenta en los casos donde no se cuente con esta información.

Opinión del COES

Sugerencia parcialmente aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 26 de ENGIE.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinergmin al Comentario 26 de ENGIE.

9.125 Comentario 125 (REP) Líneas de Transmisión

3.2.4 COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO Y PROTECCIÓN CONTRA RAYOS

(Desempeño frente a Descargas Atmosféricas)

En la Tabla 3.3 no se discrimina para el nivel de tensión de 138 kV.

Tabla 3.3. Tasas Máximas de Fallas (Contorneos en el Aislador) de Origen Atmosférico en STTN, STTR y STL (500kV)

Tensión nominal (kV)	Fallas de origen atmosférico de un circuito/100 km/año	
	Por falla de blindaje	Total (ver nota)
220 kV	0,05	2
500 kV	0,05	1

Sustento

Se solicita indicar los valores requeridos para este nivel de tensión.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

No se incluyó la tasa de fallas por rayos para líneas en 138 kV, debido a que todas las líneas de 138 kV pertenecen al STL; se aclara que la tabla 3.3 incluye líneas locales en 500 kV por su impacto en el SEIN.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

9.126 Comentario 126 (REP) Líneas de Transmisión

Anexo 1, Capítulo 3, Numeral 3.2.4 numeral de COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO Y PROTECCIÓN CONTRA RAYOS

Se sugiere modificar el párrafo que indica:

En el caso de zonas accidentadas se deberá realizar la evaluación de la tasa de fallas considerando alturas promedio (de las fases y cables de guarda) al suelo equivalentes para los vanos largos que cruzan quebradas o valles. Estos valores se promediarán con el número correspondiente a vanos en terreno plano.

Por el siguiente texto:

En el caso de vanos con longitudes mayores o iguales a 1000 m, con densidad de rayos a tierra (DRT) mayor o igual a 6 rayos/km²/año y pendiente superior o igual a 20° entre las torres del vano, se deberá realizar la evaluación de la tasa de fallas considerando las alturas reales de las fases y cables de guarda al suelo. Estos valores se promediarán con el número correspondiente a vanos en terreno plano.

Sustento

Debe ser claro para todos los oferentes la definición de zona accidentada, no dejarlo a la libre interpretación. Por lo que se propone acotar este tipo de zonas definiendo la longitud del vano, la DRT y la pendiente entre torres del vano, que son las variables que impactan realmente la tasa de salidas de las líneas de transmisión.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Los establecido en las tablas 3.4 y 3.5 (donde se indica el número de cables de guarda y ángulos de apantallamientos) son los requisitos mínimos para un buen desempeño del apantallamiento ante rayos. Las definiciones

solicitadas de zona accidentada (según valor de pendiente de ladera, longitud de vano, etc.) no siempre podría aplicarse en una etapa de ingeniería básica o etapa de Pre-Operatividad, debido a que no se tiene mediciones en campo.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

9.127 Comentario 127 (REP) Líneas de Transmisión

3.2.1 CAPACIDADES DE TRANSMISIÓN

Se sugiere modificar el párrafo que indica:

En condiciones de emergencia, las líneas del STTN, STTR y STL deberán estar diseñadas para soportar una sobrecarga mínima del 30% por un periodo hasta de treinta (30) minutos, sobre los valores de la tabla 3.1"

Por el siguiente texto:

"En condiciones de emergencia, las líneas del STTN, STTR y STL deberán estar diseñadas para soportar una sobrecarga mínima del porcentaje definido en los estudios de expansión y pliegos aplicables por un periodo hasta de treinta (30) minutos, sobre los valores de la tabla 3.1.

Sustento

Los valores base de la tabla 3.1 son adecuados para los niveles de tensión indicados, y si bien tener holgura en la expansión como lo sugiere el párrafo es un criterio válido, en nuevas líneas el porcentaje fijo del 30% puede conllevar a una sobre instalación que eventualmente no se alcance por efecto de restricción asociada a corredores paralelos que limiten la posibilidad de llegar a ese nivel de sobrecarga. Por lo cual, la sugerencia es que, a fin de optimizar el diseño y la inversión de las nuevas líneas, se mantengan los valores base de condición normal de operación, pero se analice el valor de sobrecarga que sea óptimo y aplicable sobre una visión de largo plazo.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Es pertinente indicar que el valor de sobrecarga de 30% por 30 minutos en emergencia, afectaría mínimamente (o nada) la inversión; esto debido que según el numeral 3.2.2 b para las condiciones de emergencia, se puede emplear condiciones ambientales menos conservadoras respecto a las indicadas en 3.2.2 a; de esta forma, la temperatura del conductor en emergencia (obtenida mediante IEEE-738) no será incrementada considerablemente.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

9.128 Comentario 128 (REP) Líneas de Transmisión

3.3.3 REQUERIMIENTOS MECÁNICOS

Se sugiere modificar el párrafo que indica: “El diseño mecánico de una línea de transmisión debe cumplir con lo señalado en el CNE-Suministro vigente, en lo referido a las cargas mecánicas sobre las estructuras, cables, aisladores y cimentaciones. Los criterios indicados se deben complementar con la norma IEC 60826 “Design Criteria of Overhead Transmission Lines” (Ref. [11]) y lo siguiente:”

Por el siguiente texto: “El diseño mecánico de una línea de transmisión debe cumplir con lo señalado en el CNE-Suministro vigente, en lo referido a las cargas mecánicas sobre las estructuras, cables, aisladores y cimentaciones. Los criterios indicados se deben complementar con la norma ASCE 74 “Guidelines for Electrical Transmission Line Structural Loading” (Ref. [11]) y lo siguiente:”

Sustento

Las metodologías definidas en la referencia ASCE 74 corresponden a metodologías de amplio uso en la región y corresponden a la misma filosofía de diseño definida en la norma NESC que es la base del CNE- Suministro.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Se recomienda mantener la norma IEC 60826 respecto a la norma ASCE 74 por las siguientes razones:

- El PR-20 se basa mayormente en normas IEC.
- El numeral 5.13.15 de la bibliografía “*Overhead Lines – CIGRE Green Books*” – 2017, hace una comparación entre las normas IEC 60826, ASCE 74 y otras; concluyendo que las normas IEC 60826 y ASCE 74 son similares, indicando que hay diferencias menores en la formulación de las ecuaciones básicas de diseño; sin embargo, se indica que la norma IEC es más completa, ofreciendo mayor gama de *loading cases*, así como información más detallada sobre la *strength co-ordination* entre diferentes elementos, etc.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

9.129 Comentario 129 (REP) Líneas de Transmisión

3.3.3 REQUERIMIENTOS MECÁNICOS

Se recomienda modificar el numeral “b) Para las torres de suspensión de 500 kV del STTN, plantear una hipótesis de contención de fallas ante caída de torre adyacente. Como mínimo, la hipótesis contemplará la aplicación de tiros longitudinales desequilibrados en todas las fases equivalente cada uno de ellos al 20% de la tensión de temperatura media anual. En cada uno de los puntos de sujeción de cables de guarda, se aplicará un tiro mínimo de 2000 kg.

La hipótesis indicada complementa y no sustituye cualquier otra hipótesis de desequilibrio longitudinal aplicable en uno solo de los puntos de sujeción de fases, hipótesis normalmente conocida como de rotura de fase.

Los conductores de fase y cables de guarda de la línea de transmisión deberán contar con dispositivos que amortigüen las vibraciones ocasionadas por el viento.

Para el cruce de líneas de transmisión con carreteras principales se debe utilizar estructuras de anclaje en ambos lados de la vía.”

Por el siguiente texto: “b) Para las torres de suspensión de 500 kV del STTN, plantear una hipótesis de contención de fallas ante caída de torre adyacente. Como mínimo, la hipótesis contemplará la aplicación de tiros longitudinales desequilibrados en todas las fases equivalente cada uno de ellos al 20% de la tensión de temperatura media anual.

La hipótesis indicada complementa y no sustituye cualquier otra hipótesis de desequilibrio longitudinal aplicable en uno solo de los puntos de sujeción de fases, hipótesis normalmente conocida como de rotura de fase, dado que es una condición de carga excepcional se considerará un factor de sobrecarga para esta hipótesis de 1.2.

Los conductores de fase y cables de guarda de la línea de transmisión deberán contar con dispositivos que amortigüen las vibraciones ocasionadas por el viento.

Para el cruce de líneas de transmisión con carreteras principales. Se podrán usar estructuras de suspensión o de anclaje, pero se deberá garantizar el uso de cadenas dobles para aumentar la confiabilidad de la línea en estos cruces.”

Sustento

La modificación propuesta se basa en el balance entre garantizar la confiabilidad de los diseños estructurales y el costo de la implementación, tal como lo definen diferentes normas de diseño alrededor del mundo.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Se sugiere mantener el valor de tiro mínimo de 2000 kg en los puntos de sujeción de los cables de guarda (durante la contención de fallas) debido a que, según la experiencia internacional, se ha observado que ante la contención de fallas por caída de torre adyacente, los casquilletos han podido "sostener" la línea de transmisión.

Por otro lado, no se considera apropiado indicar un factor de sobrecarga de 1,2 para la hipótesis de contención de fallas, debido a que en el futuro podría modificarse la norma fuente correspondiente.

La exigencia de emplear estructuras de anclaje en ambos lados de las carreteras principales fue propuesta por otras entidades para dar mayor seguridad.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

9.130 Comentario 130 (REP) Líneas de Transmisión

3.3.6 CONDICIONES PARA LA LOCALIZACIÓN DE ESTRUCTURAS

Modificar el siguiente texto:

La localización de estructuras se realizará en base a la mayor flecha del conductor de fase que se obtenga de las siguientes condiciones:

- 75 °C en condiciones finales de tensado para líneas del STTN o STTR, y líneas del STL se empleará el valor de temperatura obtenida para la capacidad mínima de transmisión indicada en la Tabla 3.1.
- En condiciones de emergencia, las líneas del STTN, STTR y STL deberán estar diseñadas para soportar una sobrecarga mínima del 30% por un periodo hasta de treinta (30) minutos, sobre los valores de la Tabla 3.1, a condiciones finales de tensado, para las condiciones ambientales indicadas en el numeral 3.2.2. b.
- Para zonas con hielo de acuerdo con el CNE – Suministro, se verificará la flecha en condiciones finales de tensado.

Se recomienda la siguiente redacción:

La localización de estructuras se realizará en base a la mayor flecha del conductor de fase que se obtenga de las siguientes condiciones:

- 75 °C en condiciones finales de tensado para líneas del STTN o STTR, y líneas del STL se empleará el valor de temperatura obtenida para la capacidad mínima de transmisión indicada en la Tabla 3.1.
- Para zonas con hielo de acuerdo con el CNE – Suministro, se verificará la flecha en condiciones finales de tensado.

Sustento

La condición de emergencia es atípica y temporal. No debería ser determinante para la ubicación de las estructuras sobre el terreno. Cumplir con las distancias verticales al terreno en condiciones de emergencia podría representar proyectos más costosos.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

No es posible retirar lo solicitado, debido a que el numeral 232.B.2 del Manual de Interpretación del CNE Suministro indica: *“el Código especifica las distancias de seguridad que se deben cumplir durante todas las condiciones de operación. Estas condiciones incluyen breves sobrecargas de emergencia, si es que estas sobrecargas producen flechas más severas que las sobrecargas a largo plazo o de operación normal”*.

Por tanto, las distancias de seguridad deben cumplirse incluso en las condiciones de emergencia.

Por otro lado, es pertinente indicar que el valor de sobrecarga de 30% por 30 minutos en emergencia, afectará mínimamente (o nada) la inversión; esto debido que según el numeral 3.2.2 b para las condiciones de emergencia, se puede emplear condiciones ambientales menos conservadoras respecto a las indicadas en 3.2.2 a; de esta forma, la temperatura del conductor en emergencia (obtenida mediante IEEE-738) no será incrementada considerablemente.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

9.131 Comentario 131 (REP) Líneas de Transmisión

Capítulo 3 3.2.2 CAPACIDAD DE CORRIENTE DE LOS CONDUCTORES DE FASES – Literal a.

Modificar el siguiente texto:

Para cumplir con las capacidades de transmisión de las líneas del STTN, STTR y STL (indicadas en la Tabla 3.1), la temperatura en los conductores de fase no

debe superar el límite térmico de 75 °C (*) para las capacidades de transmisión indicadas y bajo las siguientes condiciones ambientales:

(*) En caso se propongan conductores especiales resistentes a altas temperaturas, el límite térmico puede incrementarse.

Se recomienda la siguiente redacción:

Para cumplir con las capacidades de transmisión de las líneas del STTN, STTR y STL (indicadas en la Tabla 3.1), la temperatura en los conductores de fase no debe superar el límite térmico de 75 °C (*) para las capacidades de transmisión indicadas y bajo las siguientes condiciones ambientales:

(*) En caso se propongan conductores especiales resistentes a altas temperaturas, el límite térmico puede incrementarse.

Adicionalmente, para conductores convencionales, el diseño de las líneas debe posibilitar que, durante el período de emergencia, se conserven las distancias de seguridad establecidas en las normas aplicables. De ser el caso, si se requiere que el conductor opere a un valor de temperatura mayor de 75 °C en el período de emergencia, se mantendrán las distancias de seguridad señaladas, debiéndose demostrar además que dicho valor de temperatura no disminuirá las características técnicas del conductor.

Sustento

La condición de emergencia es atípica y temporal. Aprobando el criterio de poder superar el límite térmico de 75°C en condición de emergencia se pueden tener proyectos más eficientes en costos y de igual manera cumplir con los requerimientos eléctricos y de seguridad de la instalación.

De igual manera en los pliegos de contratación de las ofertas existe una ambigüedad con esta solicitud, ya que en estos se permite superar los 75°C en condición de emergencia, lo cual se considera lo más óptimo, por tanto, se debería considerar unificar este criterio en la modificación del PR-20.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Es pertinente indicar que el valor de sobrecarga de 30% por 30 minutos en emergencia, afectará mínimamente (o nada) la inversión; esto debido que según el numeral 3.2.2 b para las condiciones de emergencia, se puede emplear condiciones ambientales menos conservadoras (por ejemplo, se admite una velocidad de viento de 1.2 m/s) respecto a las indicadas en 3.2.2 a; de esta forma, la temperatura del conductor en emergencia (obtenida mediante IEEE-738) no será incrementada considerablemente.

Como ejemplo, en el nivel de 220 kV, para costa, para una sección mínima de conductor de 400 mm² (peor condición); haciendo el cálculo de capacidad

de corriente (IEEE-738) para: temperatura ambiente de 30 °C, emisividad: 0.7, absorptividad solar: 0.9, velocidad de viento: 1.2 m/s, al medio día de verano, para la potencia de emergencia de 325 MVA (=250x1.3) se obtiene un valor de temperatura en emergencia en el conductor de 72.5 °C; por tanto, no se estaría superando la temperatura en límite térmico de 75 °C.

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

9.132 Comentario 132 (REP) Líneas de Transmisión

Capítulo 3 3.2.4 COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO Y PROTECCIÓN CONTRA RAYO

Tabla 3.5 Ángulos de apantallamiento en las líneas STTN, STR, y STL con dos cables de guarda

Sustento

Se considera que la ubicación de los cables de guarda es una responsabilidad de cada oferente y depende de la zona de ubicación del proyecto, así como de la densidad de rayos a tierra y la ubicación del sitio de torre sobre el perfil del terreno, por estas razones consideramos que una definición de los ángulos de apantallamiento para los conductores de fases debe ser un análisis particular de cada proyecto, lo propuesto en la tabla 3.5 no necesariamente garantizará el correcto desempeño de las líneas de transmisión en cuanto a la tasa de salida definida para cada sector altitudinal. Esta estandarización ocasionará un incremento en los pesos de las estructuras del proyecto y no es la mejor solución desde el punto de vista de ingeniería.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 49 de ORYGEN.

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinerghmin al Comentario 49 de ORYGEN. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

9.133 Comentario 133 (REP) Líneas de Transmisión

Capítulo 3 3.3.7 GEOMETRÍA DE LA PARTE SUPERIOR DE LA ESTRUCTURA

- **Distancias mínimas fase-tierra ante sobretensiones a frecuencia industrial, maniobra y rayo**

En todas las líneas del STTN, STTR y STL, las distancias mínimas fase (incluye partes energizadas) a **tierra** ante sobretensiones a frecuencia industrial, maniobra y rayo en las estructuras deberán ser las establecidas en las Tablas 3.7, 3.8 y 3.9.

Tabla 3.7 Distancias mínimas fase-**tierra** ante Sobretensiones a frecuencia industrial (m) (Di)

Altitud h (m)	Tensión nominal			
	138 kV	220 kV	500 kV	
			Fase Central	Fase Lateral
≤500	0.31	0.48	1.14	1.06
500<h≤1000	0.33	0.50	1.21	1.13
1000<h≤1500	0.35	0.53	1.30	1.20
1500<h≤2000	0.37	0.57	1.39	1.29
2000<h≤2500	0.39	0.60	1.49	1.38
2500<h≤3000	0.41	0.63	1.59	1.47
3000<h≤3500	0.44	0.67	1.71	1.58
3500<h≤4000	0.46	0.71	1.84	1.70
4000<h≤4500	0.49	0.76	1.98	1.82
4500<h≤5000	0.52	0.81	2.13	1.96

Nota: Esta distancia también corresponde a la distancia de arco seco del aislador ante sobretensión a frecuencia industrial.

Tabla 3.8 Distancias mínimas fase - **tierra** ante Sobretensiones de Maniobra (m) (Dm)

Altitud h (m)	Tensión nominal			
	138 kV	220 kV	500 kV	
			Fase Central	Fase Lateral
≤500	0.38	0.83	3.50	2.73
500<h≤1000	0.42	0.90	3.73	2.91
1000<h≤1500	0.46	0.98	3.98	3.11

Sustento

Al revisar el CIGRE Technical Brochure 348: "Tower Top Geometry and Mid Span Clearances" se observa que es una recopilación de experiencias en diferentes países para estimar las distancias fase-tierra y fase-fase, sin embargo, no se establece una manera clara o metodología de cálculo clara para determinar las distancias fase-tierra y fase-fase.

Debe ser responsabilidad de cada oferente la selección y coordinación del aislamiento como parte integral del diseño de líneas.

Agradecemos al COES poder presentar la metodología de cálculo utilizada para llegar a los valores presentados en las tablas 3.7, 3.8 y 3.9. Es necesario que el COES tenga en cuenta adicionalmente, que estas distancias deben ser

definidas teniendo en cuenta los conductores a mitad de vano y no solamente en la cabeza de la estructura. Consideramos que esta estandarización puede ocasionar sobre costos a los futuros proyectos en Perú.

Opinión del COES

Consulta atendida.

Los valores de las tablas 3.7, 3.8 y 3.9 corresponden a las mínimas distancias fase-tierra ante sobretensiones a frecuencia industrial, maniobra y rayo respectivamente, estas fueron obtenidas mediante la metodología indicada en la norma IEC 60071-2, para las tensiones de sostenimiento indicadas en las tablas 2 y 3 de IEC 60071-1.

En ese sentido, todas las distancias indicadas en las mencionadas tablas son valores similares a los empleados en los proyectos actuales; por tanto, no originarán ningún sobre costo.

Por ejemplo, para el nivel de 220 kV a 4000 msnm, se indica una distancia fase-tierra de 3,02 m, que es equivalente a 21 unidades ($=3,02/0,146$) de aisladores estándar (dimensiones 254x146mm), lo cual es un valor usualmente empleado a esa altitud.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

9.134 Comentario 134 (REP) Líneas de Transmisión

3.2.5 EMISIÓN ELECTROMAGNÉTICA

Efecto Corona.

Modificar el siguiente texto:

En las zonas con altitud mayor a 1000 msnm, el gradiente crítico será obtenido con la fórmula de Peek, con un margen de seguridad del 5%, según se muestra:

Se recomienda la siguiente redacción:

En las zonas con altitud mayor a 1000 msnm, el gradiente crítico será obtenido con la fórmula de Peek, según se muestra:

Sustento

Dado que no se tienen registros de fallas asociadas a efecto corona en las líneas en Perú, se considera que incluir un margen de seguridad al cálculo del gradiente crítico incrementa los costos de la infraestructura eléctrica sin tener un argumento técnico evidenciable.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

El valor de gradiente según el actual PR-20 y los Contratos de Concesión, para altitudes mayores a 1000 msnm es:

"18,5 kVrms/cm, en las zonas con altitud mayor a 1 000 msnm. Este valor está referido al nivel del mar por lo que deberá corregirse por altitud"

Sin embargo, a veces existen dudas en los Titulares de Proyectos por la corrección por altitud del valor de 18,5 kVrms/cm; por esta razón se consideró apropiado poner la expresión completa que incluya la densidad relativa del aire.

Por otro lado, no se está incrementando la exigencia actual de 18,5 kVrms/cm, como se demuestra a continuación: calculando el gradiente para 1000 msnm ($d=0.9$) empleando la fórmula propuesta, para el conductor de 400 mm² (radio de 1.31 cm) (típicamente empleado en 220 y 500 kV)

$$E_c = 0,95 * 0,81 * 21,1 * 0,9 * (1 + 0.301 / RAIZ(0,9 * 1,31)) \text{ kVrms/cm} = 18,6 \text{ kVrms/cm.}$$

Por tanto, se demuestra que no se estaría incrementando la exigencia actual de 18,5 kVrms/cm a 1000 msnm.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

9.135 Comentario 135 (REP) Líneas de Transmisión

Capítulo 3 - 3.2.4 COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO Y PROTECCIÓN CONTRA RAYOS

Reducción de Fallas Simultáneas en Líneas de Doble Circuito

Se recomienda eliminar el siguiente párrafo:

Cuando una línea del STTN o STTR diseñada para doble circuito deba recorrer zonas andinas con altitudes mayores a 4000 msnm, zonas de selva (alta o baja) o zonas con DRT mayor a 6 rayos/km²/año, se tendrán que diseñar con estructuras independientes por circuito (dos estructuras de simple terna)

Sustento

Dado que se tienen en la propuesta de modificación del PR20, criterios que le apuntan a la confiabilidad y correcto desempeño eléctrico de las líneas de transmisión (apantallamiento, tasa de salidas, fallas por blindaje, entre otros), incluir un requisito de estructuras simple terna, además de no ser necesario, incrementa el costo de la infraestructura eléctrica y genera mayores impactos desde el punto de vista ambiental, social y predial de los proyectos de transmisión.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 20 de REP.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinergmin al Comentario 20 de REP. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

9.136 Comentario 136 (REP) Líneas de Transmisión**Capítulo 3**

- a. PARA EL DISEÑO MECÁNICO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN
- b. SECCIONES MÍNIMAS DE CONDUCTORES EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN LOCAL

Modificar el siguiente texto:

Para líneas locales, las secciones mínimas de conductores (ACSR, AAAC, ACAR o similar) hasta una altitud de 1000 msnm, serán las indicadas en la Tabla 3.6.

Se recomienda la siguiente redacción:

Las secciones mínimas de conductores (ACSR, AAAC, ACAR o similar) así como el número de subconductores por fase, independientemente de la altitud y nivel de tensión, deben ser definidas por el oferente como parte integral del diseño electromecánico de las líneas de transmisión.

Se recomienda eliminar la Tabla 3.6.

Sustento

Las secciones mínimas de conductores (ACSR, AAAC, ACAR o similar) así como el número de subconductores por fase, independientemente de la altitud y nivel de tensión, deben ser definidas por el oferente como parte integral del diseño electromecánico de las líneas de transmisión.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 51 de ORYGEN.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinergmin al Comentario 51 de ORYGEN. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

9.137 Comentario 137 (REP) Líneas de Transmisión**Capítulo 3**

3.3. PARA EL DISEÑO MECÁNICO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

3.3.4 LÍNEAS EXPUESTAS A LA ACUMULACIÓN DE HIELO

Modificar el siguiente texto:

En zonas donde la línea de transmisión esté expuesta a la acumulación grande de hielo (por encima de los 4000 msnm y en zonas de tundra subtropical) se tendrá que evaluar el empleo de separadores entre fases, ampliar las distancias entre fases, utilizar crucetas de largo diferente, restringir la longitud de vanos u otra solución para evitar el riesgo de cortocircuito entre fases y efecto "Galloping".

En zonas superiores a 4000 msnm que no estén ubicadas en zonas de tp-AT o tp-AS, se darán soluciones al cortocircuito entre fases y efecto "Galloping", cuando se verifique su efecto durante la operación de la línea.

Las zonas de tp-AT o tp-AS serán identificadas con el Mapa Ecológico del Perú

Se recomienda la siguiente redacción:

Desde el diseño el oferente debe realizar los estudios de efecto "Galloping" de la línea de transmisión y deberá en caso de identificar el riesgo considerar en su solución alternativas como ampliar las distancias entre fases, utilizar crucetas de largo diferente, restringir la longitud de vanos u otra solución para evitar el riesgo de cortocircuito entre fases y efecto "Galloping".

En caso de presentarse corto circuitos, asociados al efecto "Galloping", durante la operación de la línea, se tendrá que evaluar el empleo de separadores entre fases, u otra solución para evitar el riesgo de cortocircuito entre fases y efecto "Galloping".

Sustento

Deben quedar acotadas las alternativas de mitigación ante efecto "Galloping" a las etapas del proyecto, diseño u operación, dado que las posibilidades reales son diferentes en cada una de estas etapas.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Se considera importante introducir el criterio de evitar las zonas de tundra subtropical, donde hay mucha formación de hielo, este criterio fue obtenido de la experiencia peruana en campo en zonas de gran altitud, criterio que ha sido expuesto en distintas conferencias del CIGRE y AEP.

Por otro lado, esto no limita a que el oferente utilice criterios adicionales para los estudios del efecto *galloping* y se evalúa sus alternativas de solución.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

9.138 Comentario 138 (REP) Líneas de Transmisión

Capítulo 3

3.3.7 GEOMETRÍA DE LA PARTE SUPERIOR DE LA ESTRUCTURA

Distancia Vertical mínima entre conductor y cable de guarda en la estructura

Se recomienda eliminar el siguiente párrafo y tabla:

La distancia vertical mínima entre el conductor de fase y cable de guarda en la estructura será la indicada en la tabla 3.15.

Tabla 3.15. Distancia vertical mínima entre el conductor de fase y cable de guarda (m)

Altitud h (m)	Tensión nominal		
	138 kV	220 kV	500 kV
$h \leq 1000$	3,7	4,2	5,4
$1000 < h \leq 1500$	3,7	4,2	5,6
$1500 < h \leq 2000$	3,8	4,3	5,8
$2000 < h \leq 2500$	3,8	4,4	6,0
$2500 < h \leq 3000$	3,9	4,5	6,1
$3000 < h \leq 3500$	4,0	4,6	6,4
$3500 < h \leq 4000$	4,0	4,7	6,6
$4000 < h \leq 4500$	4,1	4,9	6,8
$4500 < h \leq 5000$	4,2	5,0	7,0

Sustento

La distancia vertical entre el conductor de fase y el cable de guarda en las estructuras, tanto de suspensión como de retención, debe ser definida por el oferente como parte integral del diseño electromecánico de las líneas de transmisión. Definir distancias fijas por nivel altitudinal y nivel de tensión, podría ocasionar errores en el diseño que repercuten en el desempeño de la línea de transmisión.

Adicionalmente, este tipo de criterios determinísticos incrementan el costo de los proyectos, sin necesidad.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Se aclara que la Tabla 3.15 indica valores mínimos que se debe cumplir (a fin de que no haya riesgo alguno de cortocircuito por acercamiento entre fase y cable de guarda); por otro lado, este requisito no incrementaría los costos en los futuros proyectos, para ello a continuación se demuestra que los proyectos recientes estarían cumpliendo con lo indicado en la tabla, como ejemplos:

- LT 500 kV MAMO, en las estructuras de retención B, C y D diseñadas hasta 2000 msnm, la distancia vertical entre conductor y cable de guarda en la estructura es de 6,5 m; que cumple holgadamente el valor de 5,8 m indicada en la tabla 3.15. Para las estructuras tipo Delta, la distancia vertical al cable de guarda se verificaría solo en las fases laterales, y por tanto se cumple muy holgadamente.
- LT 220 kV Carhuaquero – Cajamarca, en las estructuras de retención SA, y ST diseñadas hasta aprox 3800 msnm, la distancia vertical entre conductor y cable de guarda en la estructura es de 5,35 m; que cumple el valor de 4,7 m indicada en la tabla 3.15.
- LT 220 kV Pomacocha – Carhuamayo, en las estructuras de retención C y D diseñadas hasta aprox 4500 msnm, la distancia vertical entre conductor y cable de guarda en la estructura es de 5,5 m; que cumple el valor de 4,9 m indicada en la tabla 3.15.
- LT 220 kV Ica – Independencia, en las estructuras de retención B y DD al nivel del mar, la distancia vertical entre conductor y cable de guarda en la estructura es de 11,5 m y 11,95m; que cumplen muy holgadamente el valor de 4.2 m indicada en la tabla 3.15.

Nota: estas verificaciones se realizaron para las estructuras de anclaje, debido a que las estructuras de suspensión cumplen holgadamente la tabla 3.15 por considerar la longitud de la cadena de suspensión.

Por lo mencionado, no se dará un incremento innecesario en los costos del proyecto.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

9.139 Comentario 139 (REP) Líneas de Transmisión

Capítulo 3 – 3.3.7 GEOMETRÍA DE LA PARTE SUPERIOR DE LA ESTRUCTURA

Distancias mínimas fase tierra para cadenas de suspensión y anclaje

Modificar el siguiente texto:

"Para el caso de ángulos de salida pronunciados del conductor respecto al eje horizontal, se tendrá en cuenta un espaciado adicional para guardar las distancias de seguridad respecto a la cruceta inferior o la parte inferior de la "ventana" (de ser el caso) por el efecto del ancho de la cruceta o del cuerpo de la torre. En su defecto a este análisis, se tomarán las siguientes distancias adicionales:

138 kV: 0,30 m

220 kV : 0,40 m

500 kV : 0,52 m

Se recomienda la siguiente redacción:

Para el caso de ángulos de salida pronunciados del conductor respecto al eje horizontal, el concesionario deberá presentar un análisis detallado para garantizar las distancias de seguridad respecto a la cruceta inferior o la parte inferior de la "ventana" (de ser el caso) por el efecto del ancho de la cruceta o del cuerpo de la torre. Este análisis debe ser aprobado por el COES y Osinerghmin.

Sustento

Definir unos valores adicionales fijos no garantiza el cumplimiento de las distancias para todas las posibles situaciones que puedan presentarse en una línea de transmisión.

Dejar abierto el análisis para aprobación del COES y Osinerghmin permite garantizar la seguridad de la instalación y el desempeño de la línea, sin incurrir en errores de diseño.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

El texto indica: *"En su defecto a este análisis, se tomarán las siguientes distancias adicionales..."*.

De esta forma, el Titular del Proyecto podrá obtener distancias distintas a las indicadas.

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

9.140 Comentario 140 (REP) Procedimental

Sobre la entrada en vigencia o aplicación del PR-20

Se debe incorporar en la resolución aprobatoria del Nuevo PR-20, una disposición transitoria, que permitan garantizar que estos nuevos cambios solo serán aplicables a los nuevos procesos de licitación, es decir, a los que serán convocados posteriormente a la aprobación del Nuevo PR-20.

Para tal efecto se propone considerar el siguiente texto:

"DISPOSICIONES COMPLEMENTARIAS TRANSITORIAS

PRIMERA: Los proyectos de transmisión que se encuentren con el proceso de licitación pública iniciado antes de la entrada en vigencia de la modificación

del procedimiento PR-20, se regirán hasta su conclusión por lo establecido en el PR-20 vigente a la fecha del anuncio de la convocatoria del respectivo concurso de licitación.

Asimismo, los proyectos del Plan de Transmisión que tienen incorporado el EPO como parte de su anteproyecto, se regirán hasta su conclusión por los criterios de diseño establecidos en el PR-20 vigente a la fecha con el cual fue desarrollado dicho anteproyecto.”

Sustento

Sobre el inicio de aplicación, tal como lo establecen los nuevos contratos firmados, para la parte de diseño se establece que será aplicable el PR-20 vigente a la fecha de suscripción. Sin embargo, es muy probable que a la fecha de ingreso de expedientes u otras gestiones se encuentre vigente otro PR-20 (modificado). En ese sentido se requiere que, para los proyectos en curso, firmados bajo licitación APP sea aplicable tanto para la parte operativa como de gestión el PR-20 actual. Siendo el nuevo aplicable solo a partir de los nuevos contratos que se suscriban posterior a su entrada en vigor del PR.20 nuevo

Esto para evitar una incompatibilidad de requisitos, debido a que las aprobaciones de las gestiones por los nuevos requisitos que soliciten el nuevo PR-20 se contraponen a que el diseño y el proceso se realice con un procedimiento extinto. Esto podría generar el rechazo o denegación automática de algunos documentos que se presenten.

Opinión del COES

Sugerencia aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 1 de ENIGE.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinergmin al Comentario 1 de ENGIE.

9.141 Comentario 141 (REP) Procedimental

Numeral 11.6 – inciso 2

INFORME DE PRUEBAS DE PUESTA EN SERVICIO Y REQUISITOS FINALES:

En la propuesta del COES se incorpora lo siguiente:

“Presentada la solicitud de modificación, el COES cuenta con un plazo de quince (15) días hábiles para pronunciarse aprobando u observando la solicitud. En caso de formular observaciones, el Titular de la Instalación tiene un plazo de diez (10) días hábiles para subsanarlas. Presentada la

subsanción, el COES tiene un plazo de quince (15) días hábiles para pronunciarse, aprobando u observando la solicitud.”

Se sugiere que el titular de la instalación tenga el mismo tiempo de respuesta que se le da al COES. En ese sentido se sugiere homologar a 15 los números de días hábiles.

Sustento

Equitatividad de plazo para el COES y para el titular del proyecto

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Los plazos corresponden al trámite a seguir para la solicitud de modificación de valores en la Ficha Técnica el cual fue consolidado en el numeral 11.7 del PR-20 prepublicado. Por tratarse de una solicitud de cambios en la Ficha Técnica y no de un estudio, se considera adecuado el plazo de 10 días hábiles para absolver las eventuales observaciones formuladas por el COES.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

9.142 Comentario 142 (REP) Protecciones

6.2 Incorporación de los numerales 2 y 3 al Anexo 5 del PR-20

Numeral 3.5 Equipos de medición

En el numeral 3.5, se indica para el registro de la respuesta dinámica se requiere una frecuencia de 100 muestras por segundo, se solicita que al menos sea de 1200 muestras por segundo.

Sustento

Los relés de protección actuales tienen como tasa mínima de frecuencia el valor de 1200 Hz o 1200 muestras por segundo; por lo tanto, el valor de 100 muestras por segundo para eventos dinámicos es menor a lo que los equipos de medición o protección pueden capturar actualmente.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Si bien un relé de protección tiene una frecuencia de muestro elevada, su objetivo es diferente al del equipo de medición utilizado para las Pruebas de Homologación.

La frecuencia de muestreo del equipo de medición seleccionado por el consultor que realizara las Pruebas de Homologación debe estar acorde con

la constante de tiempo de los controladores a evaluar, para obtener resultados correctos. En ese sentido, el equipo de medición por lo menos debe tener una frecuencia de muestreo de al menos 100 muestras por segundo.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

9.143 Comentario 143 (REP) Procedimental

Estudios eléctricos del proyecto Anexo 2

En el numeral 6 del Anexo 2 indica el número de puntos de medición de los esquemas de rechazo de generación incluidos en el EPO son referenciales y pueden ser ajustados, aumentado o disminuyendo los puntos de medición, en la aprobación del EO. Si bien estos puntos pueden ser referenciales, debe existir por parte del nuevo agente una verificación encampo de la factibilidad de su propuesta y con dicha validación se debe indicar de que equipos (relés, transformadores de corriente) se tomará la medida como referencia a monitorear, así como tampoco el medio de comunicación que se utilizará.

Sustento

El proyecto que se va a conectar a la red existente debe considerar la instalación de sus propios equipos y verificar en campo la factibilidad de la instalación de estos equipos en las subestaciones existentes debido a que, en caso de no sea factible, se debe contemplar una solución alternativa que podría implicar compra de nuevos equipos de patio que deben ser definidos en esta etapa. Ocurre que en los EPO normalmente se envía un esquema muy referencial que en la práctica muchas veces no es viable.

Opinión del COES

Consulta atendida.

Respecto a la implementación de eventuales esquemas de control y/o desconexión de generación, propuestos en proyectos de generación concurrentes en una misma zona de influencia, los puntos de medición y monitoreo no pueden ser considerados como definitivos en la etapa del EPO ya que dependen de la certidumbre de la conexión de estos proyectos y de como vayan ingresando en el tiempo, por tal motivo se espera que se definan en la etapa del EO. No obstante, en el caso de monitoreo de instalaciones de transmisión (transformadores de corriente, estado de posición de los equipos de maniobra) no está previsto que esta se tome de nuevos equipos sino de los existentes, dado que no se evidencia un sustento técnico para ello.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

9.144 Comentario 144 (REP) Homologación

Modificaciones del Anexo 4 Pruebas de Homologación

Se presupone que una empresa consultora debe efectuar las pruebas, el procedimiento no deja la posibilidad de que el titular de las instalaciones utilice a sus propios especialistas, se debe incluir esta opción.

Sustento

REP ya presentó satisfactoriamente las pruebas de homologación de sus equipos sin necesitar de una consultora, sino que las elaboraron sus propios especialistas.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Por el tipo de pruebas requeridas no es habitual que el personal propio de una instalación realice las pruebas de homologación y desarrolle los modelos dinámicos y los homologue, más aún cuando no es su giro de negocio. En ese sentido, es pertinente mantener en la propuesta que esta debe ser una empresa y su personal especialista debe acreditar la experiencia requerida para realizar pruebas de homologación conforme se indica en la propuesta del procedimiento, ello con la finalidad de obtener correctamente los modelos dinámicos de los controladores.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

9.145 Comentario 145 (REP) Homologación

Modificaciones del Anexo 4 Pruebas de Homologación

Sobre el siguiente punto:

A solicitud del COES, cuando considere que el modelo de una instalación no representa su comportamiento dinámico real, con base en simulaciones y/o análisis.

Las pruebas que COES solicite en donde ya existen unas pruebas ya aprobadas deberán ser efectuadas por COES. Esto porque la solicitud implica que las pruebas existentes no han sido correctamente aprobadas. Asimismo, COES deberá asumir el respectivo costo.

Sustento

Este nuevo punto desincentiva una correcta revisión y aprobación de las pruebas y deja un riesgo para los agentes del SEIN de asumir de forma imprevisible los costos de una mala aprobación de una prueba.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Para la aprobación de un modelo dinámico, el COES sigue un riguroso proceso y espera que dicho modelo se mantenga en el tiempo; sin embargo, los titulares de las instalaciones puede que en el tiempo realicen cambios y estos no sean comunicados al COES y este último toma conocimiento cuando realice análisis y simulaciones de eventos reales y observe incongruencias. Bajo esas circunstancias el COES solicitará a los titulares de las instalaciones homologar nuevamente sus modelos dinámicos.

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

9.146 Comentario 146 (REP) Procedimental

Estudios

Actualmente se están aprobando estudios de preoperatividad de centrales aun cuando su ingreso supone condiciones irreales en donde se obtendrían sobrecargas de muchas veces las capacidades de las líneas cercanas al punto de conexión. Ante esto los EPOS incluyen esquemas de rechazo de generación y esto ha generado que puedan ingresar miles de MW de generación en un mismo punto, siendo esto técnicamente imposible. De alguna forma el PR-20 debe contemplar estos casos y limitar el ingreso de demasiados proyectos en un mismo punto, así como el abuso de esquemas en operación normal. Asimismo, debe haber algún tipo de garantía para que los titulares implementen sus proyectos, o alguna penalización ante la no ejecución de los mismos.

Sustento

La aprobación masiva de proyectos que dudosamente ingresaran genera incertidumbre e incluso dificulta el análisis del sistema en el largo plazo. La planificación de la transmisión en muchos casos se está efectuando sobre condiciones irreales y consecuentemente los resultados son de dudosa calidad. Se debe representar lo mejor posible la realidad y por ello debería otorgarse aprobación de EPO a aquellos proyectos que en realidad ingresaran.

Opinión del COES

Consulta atendida.

Los Gestores de Proyectos de Generación en la etapa de EPO definen el Punto de Conexión de sus proyectos y corresponde al COES verificar de que su conexión no generen un impacto negativo al SEIN, es así que en el caso de proyectos que concurren en una misma zona de influencia son aprobados con el equipamiento de un esquema de control centralizado o en su defecto su integración, según se vayan concretizando estos proyectos en la etapa de EO, esto con el fin de mitigar las posibles sobrecargas en las instalaciones de transmisión en la zona de influencia. No es posible determinar desde el PR-20 el grado de certidumbre de ingreso de los proyectos, en ese sentido, el COES en el marco de sus facultades propone los proyectos de transmisión tipo HUB del Plan de Transmisión (PT) en las zonas de alta concentración de recurso eólico y solar con la finalidad de descargar estos proyectos en las redes de 500 kV, mientras tanto, los esquemas deben ser considerados como una medida temporal hasta la llegada de los proyectos del PT.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

9.147 Comentario 147 (REP) Procedimental

General

Alcance

Debe quedar claro en el procedimiento el nivel de desagregación o granularidad de la instalación desde la cual se debe aplicar el PR-20, para ello el procedimiento debe considerar el proceso a seguir sobre la siguiente consulta ¿Cuál es el equipamiento (relés, interruptores, medidores, celdas, equipos de compensación), elemento o agrupamiento de instalación desde la cual aplica el PR-20?

Asimismo, sobre el alcance de oportunidad, se debe especificar los casos sobre los cuales corresponde realizar una gestión de modificación bajo el PR 20, por ejemplo, un cambio pormantenimiento programado que corresponde a una naturaleza temporal no debería pasar por el PR-20, lo mismo para instalaciones temporales.

Opinión del COES

Consulta atendida.

En el numeral 2 del PR-20 se establece el alcance de aplicación del PR-20.

De otro lado, se confirma que las actividades de mantenimiento se encuentran fuera del alcance de aplicación del PR-20, mientras que el proyecto que considera el equipamiento de instalaciones temporales, en la medida que involucren nuevo equipamiento y según el alcance establecido

en el numeral 2 del PR-20, podrían estar dentro del alcance de su aplicación, caso contrario, es decir, si no involucran nuevo equipamiento, se considerará que el proyecto se encuentra fuera del alcance de aplicación del PR-20.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

10. Comentarios de Pluz Energía Perú S.A.A. (PLUZ ENERGÍA)

10.1 Comentario 1 (PLUZ ENERGÍA) Requisitos Generales PR-20

Comentario General

Dada la complejidad del procedimiento y la cantidad de entradas y salidas se sugiere que se incluya un diagrama de flujo en el que se pueda visualizar cada uno de los temas modificados, una descripción resumida, así como los hitos más importantes.

Opinión del COES

Consulta atendida.

Se ha incluido un diagrama de flujo de la parte procedimental correspondiente al trámite del EPO y EO.

Con relación a incluir un diagrama para todos los temas modificados, incrementaría significativamente el tamaño del procedimiento, ya que existen muchas modificaciones principalmente por actualizaciones de tecnología y por facilidad de los tramites.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

10.2 Comentario 2 (PLUZ ENERGÍA) Procedimental

Numeral 1.10. Modificación del numeral 10.3 del PR-20

10.3 Necesidad de obtención de la conformidad del EO en caso de instalaciones del SCT de los Distribuidores.

(...)

En el caso de proyectos del SCT que no necesiten de la obtención de la Conformidad del EO, deberán pasar

directamente al proceso de integración indicado en el numeral 11 del presente procedimiento”.

Comentario:

Es necesario precisar que previa coordinación (solicitud-evaluación) con el COES y Terceros involucrados se evaluará si el proyecto amerita una conformidad de EO por parte del COES o solo una conformidad de Conexión por parte del titular de la instalación.

Propuesta:

Sugiere la siguiente redacción:

(...)

En el caso de proyectos del SCT que no necesiten de la obtención de la Conformidad del EO, deberán pasar directamente al proceso de integración indicado en el numeral 11 del presente procedimiento”.

Prevía coordinación con el COES y Terceros involucrados se evaluará si el proyecto amerita una conformidad de EO por parte del COES o solo una conformidad de conexión por parte del titular de la instalación.

Opinión del COES

Sugerencia parcialmente aceptada.

En la actualidad el COES decide la no necesidad de un EO en base a las características técnicas del proyecto y la afectación a los Terceros Involucrados, sin participación de estos, siguiendo los lineamientos establecidos en los numerales 2 y 10 del PR-20 establecido en su numeral 2. Por esta razón no se considera necesario incluir la participación de los Terceros Involucrados en la decisión de no necesidad de EO.

De otro lado, con el fin de facilitar el trámite sobre la Decisión de la necesidad de un EO, se propone la eliminación del requisito de presentar un estudio de coordinación de protecciones, por lo que se sugiere la modificación al numeral 10.3, dado que la decisión podría tomarse con el resto de información solicitado

Por lo tanto, se sugiere modificar el numeral 10.3 del PR-20 prepublicado, en el siguiente sentido:

“10.3 Necesidad de la obtención de la Conformidad del EO en caso de instalaciones del SCT de los Distribuidores

En caso de instalaciones del SCT de los Distribuidores, según lo dispuesto en el numeral 12.2 del artículo 12 del Reglamento de Transmisión, el COES determinará la necesidad de obtener la Conformidad del EO, en cada caso concreto, considerando, para tal efecto, la afectación a los sistemas de protección de otros Agentes.

Para tal fin, el Gestor del Proyecto deberá solicitar al COES dicha definición, para lo cual remitirá ~~la siguiente información: Estudio de coordinación de~~

~~protecciones, el diagrama unifilar y año de ingreso del proyecto. El COES absolverá la solicitud en un plazo de diez (10) días hábiles, salvo que la información remitida haya sido insuficiente.~~

En el caso de proyectos del SCT que no necesiten la obtención de la Conformidad del EO, deberán pasar directamente al proceso de integración indicado en el numeral 11 del presente procedimiento.

(...)”

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, corresponde modificar el numeral 10.3 del proyecto de modificación del PR-20 con la siguiente redacción:

“10.3 Necesidad de la obtención de la Conformidad del EO en caso de instalaciones del SCT de los Distribuidores

En caso de instalaciones del SCT de los Distribuidores, según lo dispuesto en el numeral 12.2 del artículo 12 del Reglamento de Transmisión, el COES determinará la necesidad de obtener la Conformidad del EO, en cada caso concreto, considerando, para tal efecto, la afectación a los sistemas de protección de otros Agentes.

Para tal fin, el Gestor del Proyecto deberá solicitar al COES dicha definición, para lo cual remitirá el diagrama unifilar y año de ingreso del proyecto. El COES absolverá la solicitud en un plazo de diez (10) días hábiles.

En el caso de proyectos del SCT que no necesiten la obtención de la Conformidad del EO, deberán pasar directamente al proceso de integración indicado en el numeral 11 del presente procedimiento.

(...)”

10.3 Comentario 3 (PLUZ ENERGÍA) Requisitos Generales PR-20

Numeral 1.3 del Anexo 1

1.3 Codificación de equipos

En la tabla donde se presenta la codificación de los equipos de transformación se señalan los siguientes niveles de tensión: 500 kV, 220 KV, 138 kV, 60 kV, 33 kV, 22,9 kV y 10 kV.

<i>Nivel de Tensión</i>	<i>Código para Lado Primario</i>	<i>Código para Lado Secundario</i>	<i>Código para Lado Terciario</i>
500 kV	5	-----	-----
220 kV	2	2	-----
138 kV	1	1	-----
60 kV	-----	6	6
33 kV	-----	3	3
22,9 kV	-----	2	2
10 kV	-----	-----	1

Comentario:

En la modificación del Anexo 1, en el cuadro de codificación de niveles de tensión, no se ha considerado el nivel de 20 kV.

Propuesta:

Se solicita incluir el nivel de tensión de 20 kV.

Opinión del COES

Consulta atendida.

En media tensión se manejan muchos niveles de tensión cercanos a los 22.9 kV como son los 20 kV, 22.9 kV, 23 kV. Por lo que no se considera necesario definir un código para cada nivel de tensión, ya que todos están referidos al primer código de la numeración de la tensión (2). Es decir, todas las tensiones alrededor de 22.9 kV deberán utilizar el código 2.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

10.4 Comentario 4 (PLUZ ENERGÍA) Procedimental**Numeral 9.13 del PR-20**

Inciso 5 del numeral "9.13 Conclusión de la vigencia del Certificado de Conformidad del EPO"

Cuando se haya modificado o se advierta una condición del sistema o futura modificación de las características técnicas del Punto de Conexión aprobado en el EPO, y que el COES determine, que esto hace inviable la conexión del proyecto.

Comentario:

El alcance de este inciso es muy amplio al indicar en forma general cambios de condición del sistema o futura modificación. Se debería enumerar una relación de causales que originan la conclusión de vigencia del EPO.

Propuesta:

Se solicita acotar el alcance de este inciso y enumerar una relación de las causales que podrían originar la conclusión de la vigencia del EPO.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Respecto a las condiciones del Sistema, podrían surgir diversas condiciones operativas del Sistema que hagan inviable la conexión del proyecto, podría haber también configuraciones temporales que no fueron previstas en la concepción del proyecto, o la implementación de esquemas en la zona de influencia del proyecto por la concurrencia de otros proyectos, etc. De otro lado, respecto a la modificación de las características técnicas del Punto de Conexión, podría suceder algún caso de fuerza mayor que indisponga una subestación o una línea de transmisión al cual se conectaría el proyecto, o la modificación de la capacidad de una línea de transmisión ya sea por servidumbre o por tiempo de vida útil, incremento de la capacidad de cortocircuito, la indisponibilidad de algún equipo importante en la subestación por falla, el retraso en la implementación de otro proyecto del cual depende el EPO del PT, es decir, podrían existir muchos factores, que aunque de baja probabilidad, podrían hacer inviable la conexión de un proyecto en general, en ese sentido, en el numeral 9.13, se considera que el COES pueda evaluar cada caso a fin de determinar si la causal incurrida hace inviable el proyecto.

Por lo tanto, acotar las causales en una lista nos podría llevar al riesgo de no haber considerado un caso que haga inviable la conexión del proyecto.

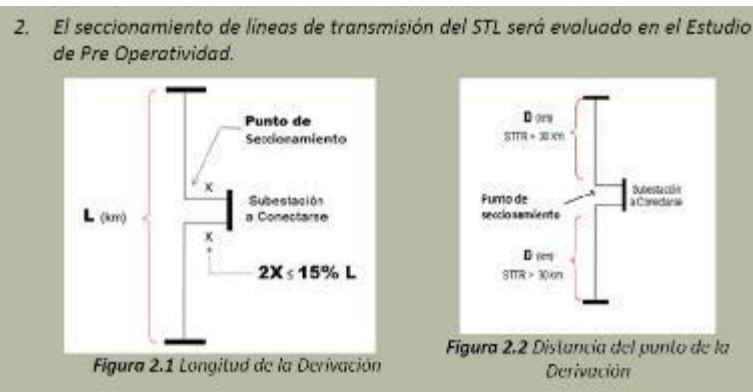
Por lo tanto, se sugiere no aceptar la propuesta de cambio.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

10.5 Comentario 5 (PLUZ ENERGÍA) Requisitos Generales PR-20

Numeral 2.3.1 "Criterios para la Conexión en Líneas de Transmisión"



Sobre el criterio de limitar el incremento de longitud de la línea a seccionar, la distancia a seccionar desde el punto de seccionamiento a la nueva Subestación 220/AT/MT sería de 7.5%, lo cual representa una zona de búsqueda muy restringida para encontrar un terreno adecuado para construir una nueva Subestación 220/AT/MT. Se debe tener en cuenta que para la adquisición de un terreno se tiene factores a considerar, tales como: área adecuada (reconocida por el regulador), terreno factible de compra, rutas de accesos a subestación, rutas para el tendido de líneas 220 kV, etc.

Propuesta:

Se solicita que la longitud X sea menor o igual que el 15% de L.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

El factor de 15% se considera para seccionar la línea, sin tener que construir una subestación de seccionamiento.

Si se requiere implementar una derivación de mayor longitud, va a ser necesario implementar una subestación seccionadora.

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

10.6 Comentario 6 (PLUZ ENERGÍA) Requisitos Generales PR-20

Numeral 2.5.2 "Demanda Admisible en el Punto de Conexión"

La potencia total resultante en el Punto de Conexión al SEIN, que podrá tomar un proyecto de demanda por medio del sistema de transmisión correspondiente, se encuentra delimitada por los rangos de potencia que se indican en la siguiente tabla, para los cuales le corresponde un nivel de tensión nominal:

Tabla 2.6. Punto de Conexión de demanda según Potencia

Potencia Total (MW)	Punto de Conexión
$20 \text{ MW} \leq \text{Potencia} < 100 \text{ MW}$	En 220 kV o 138 kV
$100 \text{ MW} \leq \text{Potencia} < 250 \text{ MW}$	En 220 kV
$\text{Potencia} \geq 250 \text{ MW} (*)$	En 500 kV

(*) Para una potencia mayor a 350 MW, el titular de la Demanda deberá implementar un Sistema de Transmisión redundante (con línea de doble terna) para su conexión al SEIN.

Comentario:

Ante el crecimiento de la demanda a largo plazo en las zonas más alejadas de la ciudad de Lima y/o en Centros Aislados, en la cual las redes existentes de Subtransmisión del Distribuidor están alejadas, se plantea como alternativa conectar nuevas Subestaciones MAT/MT (220/MT) KV a líneas 220 kV de transmisión para atender demandas menores a 20 MW, el cual tienen un menor costo respecto a la alternativa de desarrollar nuevas líneas de subtransmisión.

Propuesta:

Se solicita que se incorpore una nota en la segunda fila de la Tabla 2.6. "Punto de Conexión de demanda según Potencia", en el rango " $20 \text{ MW} \leq \text{Potencia} < 100 \text{ MW}$ " que precise lo siguiente: "Se podrán exceptuar los proyectos que provienen de un Plan de Inversiones aprobado por Osinergmin".

Opinión del COES

Sugerencia aceptada

Se va incluir un párrafo que indique lo siguiente:

(**) Se podrán exceptuar este criterio a los proyectos del Sistema de Transmisión aprobados por el MINEM, o provenientes del Plan de Inversiones en Transmisión, aprobados por el OSINERGMIN.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, corresponde incluir una nota adicional a la Tabla 2.6 del Capítulo 2 del Anexo 1 del proyecto de modificación del PR-20 con la siguiente redacción:

"(**) Se podrán exceptuar este criterio a los proyectos del Sistema de Transmisión aprobados por el MINEM, o provenientes del Plan de Inversiones en Transmisión, aprobados por el OSINERGMIN."

10.7 Comentario 7 (PLUZ ENERGÍA) Requisitos Generales PR-20

Numeral 2.5.3: Factor de Potencia

En la tabla 2.7: factor de Potencia de la Demanda en el Punto de Conexión al SEIN” se precisa que el factor de potencia será mayor o igual a 0,98 inductivo cuando la tensión nominal supera los 100 kV.

Tabla 2.7. Factor de Potencia de la Demanda en el Punto de Conexión al SEIN

Tensión Nominal (kV)	Factor de Potencia
$VN \geq 100 \text{ kV}$	$f_{dp} \geq 0,98 \text{ inductivo}$

Comentario:

En el caso de las empresas distribuidoras, cuando se desarrolla un proyecto de una nueva Subestación 220/ 60 kV y su conexión en 220 kV al SEIN, el valor de 0.98 estaría bastante exigido, considerando que la compensación reactiva usualmente se realiza en Media Tensión y no en la Subestación 220/60 kV y/o punto de conexión en 220 kV.

Se debe considerar que el transformador AT/MT (por ejemplo, 60/10 kV), líneas 60 kV, el transformador MAT/AT (por ejemplo 220/60 kV) y líneas 220 kV también tendrían consumo de reactivos inductivos.

El COES debe revisar el valor límite inductivo de 0.98 en base al histórico de factores de potencia que presentan las distribuidoras en los distintos puntos de conexión en 220 kV en el SEIN.

Propuesta:

Se solicita que el valor del factor de potencia sea un valor representativo de los valores históricos que presentan las distribuidoras en los distintos puntos de conexión de 220 kV en el SEIN.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Esta exigencia es para proyectos nuevos de demanda. En el caso que una distribuidora desarrolle una subestación 220/60 kV se entiende que ya estaría conectando una demanda existente, por lo que se mantendría las condiciones de dicha demanda.

Sin embargo, si es una nueva demanda, esta debería incluir los equipos de compensación reactiva para lograr el factor de potencia requerido en el punto de conexión.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

10.8 Comentario 8 (PLUZ ENERGÍA) Subestaciones

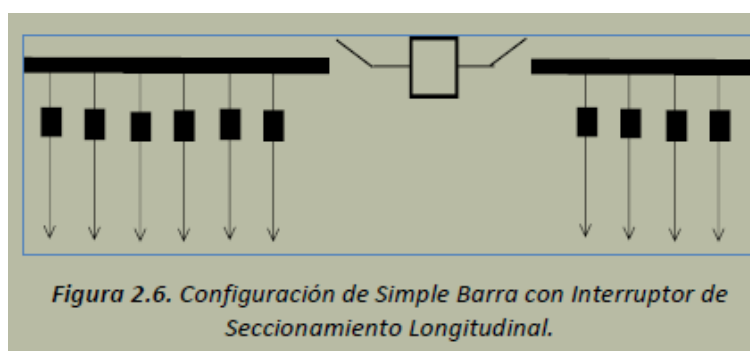
Numeral 2.3.2: Criterios para la Conexión de Subestaciones

(...)

En las configuraciones de barra simple, solo se permitirá la conexión de un máximo de seis (6) circuitos, permitiéndose ampliar la barra a través de un interruptor de

longitudinal para otro tramo de barra con cuatro (4) circuitos más.

En la configuración simple barra, tomar en cuenta los criterios que correspondan, aplicables a la configuración de doble barra.



Comentario:

Sobre el criterio de configuración de Barra Simple, se debería indicar si este criterio tiene alcance en el diseño de las Subestaciones de MAT/MT o AT/MT, considerando que el diseño de número de salidas MT, toma en consideración la potencia de los transformadores MAT/MT o AT/MT.

Propuesta:

Se sugiere que se revise si el criterio de configuración de Barra Simple tiene dentro de su alcance el diseño de las subestaciones de MAT/MT o AT/MT, teniendo en consideración que el diseño del número de salidas MT considera la potencia de los transformadores MAT/MT o AT/MT.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

El criterio de configuración de barra simple del PR-20 es para niveles de tensión mayores a 100 kV. No aplica para barras de media tensión.

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

11. Comentarios de Luz del Sur S.A.A. (LUZ DEL SUR)

11.1 Comentario 1 (LUZ DEL SUR) Procedimental

Alcances del EPO y EO (9.5 y 10.6)

Se sugiere incluir el siguiente texto:

Para proyectos de transmisión que en aplicación del numeral 2.4 no corresponda su revisión, a solicitud de los Agentes involucrados, el COES podrá sugerir y/o definir el alcance del EPO y EO para su desarrollo y/o revisión.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

No se podría emitir el Alcance para el desarrollo de EPO y de EO a proyectos que se encuentran fuera del alcance de aplicación del PR-20, esta labor la tendrían que hacer los titulares de los Puntos de Conexión quienes podrían tomar como referencia los criterios y requisitos del PR-20; no obstante, por parte del COES siempre estará la disposición de absolver las consultas formuladas por los titulares de los Puntos de Conexión y Gestores de Proyectos en relación a este tema.

Por lo tanto, se sugiere no aceptar la propuesta de cambio.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

11.2 Comentario 2 (LUZ DEL SUR) Procedimental

Numeral 9.13

Dice:

5. Cuando se haya modificado o se advierta una condición del Sistema o futura modificación de las características técnicas del Punto de Conexión aprobado en el EPO, y que el COES determine, que esto hace inviable la conexión del proyecto.

...

Se sugiere el siguiente texto:

5. Cuando se haya modificado o se advierta una condición del Sistema o futura modificación de las características técnicas del Punto de Conexión aprobado en el EPO, y que el COES determine en la Actualización del Plan de Transmisión, que esto hace inviable la conexión del proyecto.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

El numeral 9.13 del PR-20 prepublicado establece el procedimiento a seguir por el COES a fin de determinar si la causal del inciso 5 hace inviable la conexión del proyecto. Esta definición no podría hacerse en el Plan de Transmisión el cual se elabora cada dos años.

Por lo tanto, se sugiere no aceptar la propuesta de cambio.

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

ANEXO 1. CRITERIOS MINIMOS DE DISEÑO DE INSTALACIONES ELÉCTRICAS

11.3 Comentario 3 (LUZ DEL SUR) Requisitos Generales PR-20

Criterios para la conexión en líneas de transmisión

Dice:

Las líneas de transmisión definidas como STTR y STL deberán cumplir con los criterios establecidos en la Tabla 2.1. De no poder cumplir con alguno de los criterios, el proyecto deberá conectarse a una de las subestaciones ubicadas al extremo de la línea.

Tabla 2.1. – Criterios a cumplir para el Seccionamiento de Líneas STTR y STL

Ítem	Criterio	STTR (220 kV)
1	Potencia mínima de la conexión del proyecto (demanda o central de generación), para el seccionamiento de una línea.	Mínimo el 25% de la capacidad nominal de la línea a seccionar, al año de ingreso del proyecto.
2	Limitar el incremento de la longitud de la línea a seccionar (ver Figura 2.1).	El incremento de la longitud de la línea no debe superar el quince por ciento (15%).
3	Distancia mínima entre la subestación existente y el punto de seccionamiento. (ver Figura 2.2).	Mayor a 30 km
4	Conexión a un <u>enlace de Transmisión</u> ¹ conformado por más de un circuito. (ver Figura 2.3).	Se deberá implementar una configuración en "PI (π)", seccionando todos los circuitos que lo conforman.

Comentario y/o sugerencia:

Retirar del texto y cuadro a las instalaciones tipo STL. Para estas instalaciones se propone el siguiente texto:

El seccionamiento de líneas de transmisión del STL será evaluado en el proceso de aprobación de Plan de Inversiones y/o estudios de Pre Operatividad.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

En la propuesta ya se especifica el tratamiento de las instalaciones del STL.

Ver opinión del COES al Comentario 23 de ENGIE.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinergmin al Comentario 23 de ENGIE. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

11.4 Comentario 4 (LUZ DEL SUR) Subestaciones

Configuración del sistema de barras

Dice:

Las configuraciones mínimas aceptables para el SEIN, por su flexibilidad, confiabilidad y seguridad en la operación, son las siguientes:

Para el STL:

Tensión nominal (kV)	Subestación AIS	Subestación GIS
Mayor o igual a 100 kV	Sin exigencia en la configuración de barras, con excepción del Punto de Conexión, en donde debe primar los criterios de diseño establecidos en dicho punto.	

Se propone mantener lo descrito en el PR20 vigente:

En instalaciones STL será propuesta por la empresa Titular ().*

() La configuración del sistema de barras en el Punto de Conexión será la adoptada por el sistema de transmisión que corresponda.*

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Lo que se redactó en el PR-20 prepublicado es similar a lo que considerado en el PR-20 actual, solo que indica que en el punto de conexión el sistema de barras toma los criterios de dicho punto.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

ANEXO 3. REQUISITOS PARA LA APROBACIÓN DE LOS ESTUDIOS DE OPERATIVIDAD

11.5 Comentario 5 (LUZ DEL SUR) Procedimental

Contenido de cuadro 1

Modificación del Cuadro 1 del Anexo 3 del PR-20

"Cuadro 1 – Contenido del EO por tipo de Instalación a conectar"

ITEMS	L.T. 220 kV y 500 Kv	L.T. < 220 kV	EQUIP. COMPENS. REACTIVA	TRAFOS > 50 MVA (ONAN)	TRAFOS ≤ 50 MVA (ONAN)	CENT. GEN. CONV. (CGC)	CENT. GEN. NO CONV. (CGNC)	MINAS Y CARGAS IND.
(-)*								

Comentario y/o sugerencia:

El cuadro está incompleto.

Opinión del COES

Sugerencia aceptada.

Se adjunta el cuadro 1 completo correspondiente al Anexo 3 del PR-20 prepublicado.

Cuadro 1 – Contenido del EO por tipo de Instalación a conectar

ITEMS	L.T. 220 kV y 500 Kv	L.T. < 220 kV	EQUIP. COMPENS. REACTIVA	TRAFOS > 50 MVA (ONAN)	TRAFOS ≤ 50 MVA (ONAN)	CENT. GEN. CONV. (CGC)	CENT. GEN. NO CONV. (CGNC)	MINAS Y CARGAS IND.
RESUMEN EJECUTIVO	X	X	X	X	X	X	X	X
ESTUDIO DE ESTADO ESTACIONARIO	X	X	X	X	X	X	X	X
ESTUDIOS DE ESTABILIDAD	TRANSITORIA	X	X			X	X	
	PERMANENTE		X			X	X	
	TENSIÓN		X					X
ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES	X	X	X	X	X	X	X	X
ESTUDIO DE ARMONICOS	X		X				X	X
ESTUDIO DE TRANSITORIOS ELECTROMAGNETICOS	X		X	X				
ESTUDIO DE RESONANCIA SUBSINCRONA	X (*)		X			X		
PROTOCOLO DE PRUEBAS EN FABRICA DE EQUIPOS	X	X	X	X	X	X	X	X
PROCEDIMIENTOS DE MANIOBRAS	X	X	X	X	X	X	X	X
ESQUEMA DE RECHAZO (EDAGSF y ERACMF)						X		X
PLANOS Y DIAGRAMAS (EN FORMATO AUTOCAD)	X	X	X	X	X	X	X	X
ACTA DE TRANSFERENCIA DE INFORMACIÓN EN TIEMPO REAL	X	X	X	X	X	X	X	X
INFORMACIÓN SOBRE CUMPLIMIENTO DE REQUISITOS DEL SISTEMA DE MEDICIÓN	X	X	X	X	X	X	X	X

(*) En caso de que la línea tenga compensación serie capacitiva.

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, corresponde incorporar el cuadro completo del Anexo 3 del proyecto de modificación del PR-20 de acuerdo con lo sugerido por el COES.

11.6 Comentario 6 (LUZ DEL SUR) Requisitos Generales PR-20**GENERAL**

Observación.- ' - Se excluye a las líneas de transmisión menores a 100 kV (en particular de 60 kV) que hasta el 2021 se consideraban como parte del STL (Sistema de Transmisión Local).

Comentario.- 'El diseño de líneas de transmisión de 60 kV se deberá ceñir únicamente a las normas nacionales e internacionales aplicables. El PR-20 no será un documento de referencia en la ingeniería de proyectos futuros.

Opinión del COES

Consulta atendida.

El alcance del PR-20 y su anexo 1, corresponde solo a instalaciones hasta los niveles de 100 kV. Las instalaciones como se indica en la observación deberán cumplir las normas nacionales e internacionales que les aplique.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

11.7 Comentario 7 (LUZ DEL SUR) Requisitos Generales PR-20

Pág. 46, Ítem 1.3 - CODIFICACIÓN DE EQUIPOS - Líneas de Transmisión

Observación.- Se excluye a las líneas de transmisión de 60kV en la nomenclatura asignada por el COES. Solicitar una aclaración para precisar si la denominación de las nuevas líneas en 60 kV continuará bajo responsabilidad del COES.

Opinión del COES

Consulta atendida.

En la propuesta de procedimiento se indica que para líneas menores a 60 kV el COES asignará la codificación.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

11.8 Comentario 8 (LUZ DEL SUR) Líneas de Transmisión

Pág. 46, Ítem 3.2.1 - CAPACIDADES DE TRANSMISIÓN

Observación.- En la Tabla 3.1 se define una capacidad de transmisión mínima por límite térmico para Líneas 220 kV del STL. Para líneas 220 kV se establecen 250 MVA / terna (656 A).

Comentario.- 'Para las condiciones de Lima, el conductor AAAC 304mm² permite una corriente de 640 A y el AAAC 380mm² una corriente de 735 A, por lo tanto como valor de MVA / terna parece razonable.

Opinión del COES

Consulta atendida.

Se aclara que su evaluación de conductores es por capacidad de transmisión; sin embargo, en el nivel de 220 kV se debe verificar también por efecto corona, donde la mínima sección de conductor es 400 mm² en la costa (indicado en la tabla 3.6).

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

11.9 Comentario 9 (LUZ DEL SUR) Líneas de Transmisión

Pág. 52, Ítem 3.3.1 - SECCIONES MÍNIMAS DE CONDUCTORES EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN LOCAL

Observación.- En la Tabla 3.6 se define una sección mínima de conductores de fase para altitudes menores a 1000 msnm (Costa y Selva). Para Líneas 220 kV del STL la sección mínima será de 400mm².

Comentario.- 'Utilizar un conductor de 400 mm² para las condiciones de Lima excede la capacidad de transmisión mínima de la Tabla 3.1; sin embargo, los módulos de inversión actuales ya consideran esa sección como mínima para 220 kV.

Opinión del COES

Ver opinión del COES al Comentario 8 de LUZ DEL SUR.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinergmin al Comentario 8 de LUZ DEL SUR.

11.10 Comentario 10 (LUZ DEL SUR) Líneas de Transmisión

Pág. 50, Ítem 3.2.4 - COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO Y PROTECCIÓN CONTRA RAYOS

Ángulo de apantallamiento

Observación.- En la Tabla 3.4 se incluye la obligatoriedad de instalar cables de guarda (1 o 2) para Líneas 220 kV del STL.

Agregar una nota adicional donde se exceptúe del cable de guarda a las líneas que se ubiquen en una zona con nivel cerámico nulo (DRT=0).

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada

De acuerdo con el numeral 7.0.13 “Code for Design of 110 kV – 750 kV Overhead Transmission Line” (GB 5045) de China, las líneas de transmisión de 220 kV, ubicadas en zonas aún de muy baja densidad de rayos deberán llevar un (01) cable de guarda; por otro lado, de acuerdo con el D.S. N° 034-2010-MTC todas las líneas de transmisión tendrán fibra óptica, que puede ser mediante OPGW; por tanto, consideramos apropiado emplear un cable de guarda OPGW considerando además el cambio climático. Asimismo; el cable de guarda ayuda a la corriente de cortocircuito reduciendo el peligro de las tensiones de toque y paso en las estructuras en zonas urbanas.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

11.11 Comentario 11(LUZ DEL SUR) Líneas de Transmisión

Pág. 53, Ítem 3.3.3 - REQUERIMIENTOS MECÁNICOS

Observación.- Se establece como obligación que los conductores de fase y cables de guarda deberán contar con dispositivos que amortigüen las vibraciones ocasionadas por el viento.

Agregar un párrafo aclaratorio indicando que el uso de amortiguadores estará condicionado a la presencia de viento con velocidad mayor a 50 km/h conforme al criterio de cargas de viento que aplica el CNE-S para la ciudad de Lima. Esto permite excluir de esta obligación a las líneas de transmisión instaladas en Lima Metropolitana.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada

Se aclara que la evaluación de la aplicación de amortiguadores no se realiza para condiciones de viento máximo; esta evaluación se realiza cuando el viento es muy suave, pues ahí se producen las oscilaciones más letales.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

11.12 Comentario 12 (LUZ DEL SUR) Subestaciones

Número 5.5.5.

Debe considerarse también que las unidades transformadores del STL cuenten con el sistema contra explosión y prevención de incendio,.....

El último párrafo debería eliminarse.

Se sugiere el texto:

Cada unidad transformadora del STTN , del STTR y del STL deben equiparse con un sistema contra explosión y prevención de incendio, que actúe ante la gradiente de súbita presión mediante rotura de membrana e inyección de nitrógeno y, un sistema de recuperación de aceite (mediante bombeo) en caso de derrame. Asimismo, se debe prever la instalación de muros cortafuego a fin de aislar las unidades de transformación en caso de accidente.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 31 de ENGIE.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinergmin al Comentario 31 de ENGIE. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

11.13 Comentario 13 (LUZ DEL SUR) Subestaciones

Numeral 5.6.4 – punto 3 - Transformadores de corriente.

El burden de los transformadores de corriente **no debe ser exigido como mínimo 15 VA.**

Comentario.- Para el caso de la corriente secundaria 1A. El burden debe ser calculado en función a la instalación a realizar, por lo tanto, debe obedecer a un estudio de cargabilidad.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 94 de ORYGEN.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinergmin al Comentario 94 de ORYGEN. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

12. Comentarios de Statkraft Perú S.A. (STATKRAFT)

12.1 Comentario 1 (STATKRAFT) Procedimental

Modificación 1.3

Acápito 9.5: Alcance del EPO

(...) "El documento de alcances del EPO tendrá una validez de seis (06) meses, tiempo en el que el Gestor del Proyecto deberá presentar el EPO. En proyectos cuya complejidad técnica lo amerite, el COES podrá establecer un plazo de

validez mayor, a solicitud del Gestor de Proyectos, expresado en su carta de solicitud de alcances. El plazo de validez establecido en el documento de alcances del EPO es improrrogable.”

Comentario

La propuesta de modificatoria del PR-20 establece un periodo de validez (06 meses) del documento de alcance proporcionado por el COES para que el Gestor del Proyecto pueda presentar su EPO. En relación con ello, consideramos importante que el COES incluya explícitamente dentro de la modificatoria del numeral 9.5, que el Gestor del Proyecto únicamente debiera considerar los proyectos establecidos por parte del COES en dicho documento y estos debieran mantenerse vigentes durante el mismo período de seis (06) meses hasta que este pierda su vigencia y/o a la presentación del EPO, de tal forma que el Gestor del Proyecto solo considere los proyectos que surgen con anterioridad a la emisión del documento de alcance para la etapa de presentación y, por el periodo de seis (06 meses), en la revisión del EPO, esto con la finalidad de evitar retrasos y reprocesos en la aprobación del expediente del EPO, ya que en la actualidad los EPOs vienen teniendo periodos largos de aprobación lo cual no es técnicamente factible.

Opinión del COES

Sugerencia parcialmente aceptada.

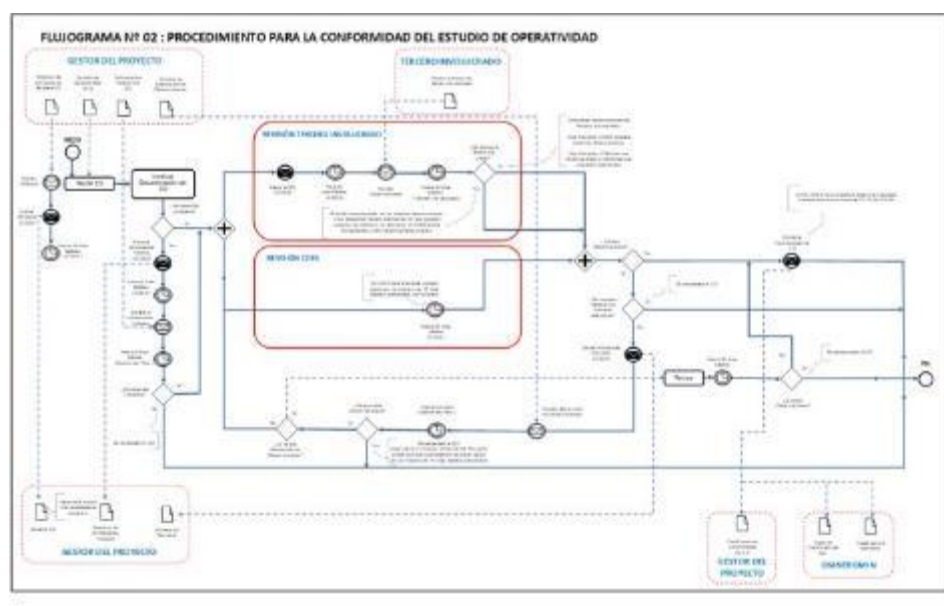
Ver opinión del COES al Comentario 3 de la SPR.

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinerghmin al Comentario 3 de la SPR.

12.2 Comentario 2 (STATKRAFT) Procedimental

Numeral 9.6



Comentarios

En la primera ronda de revisión del EPO, el COES remite al Gestor del Proyecto las observaciones formuladas por el COES y por el Tercero Involucrado al expediente del EPO. En el flujograma del PR-20 se debería precisar que, durante la segunda ronda de revisión, únicamente puedan subsistir observaciones del EPO que hayan sido realizadas durante la primera ronda de revisión y no incluir nuevas observaciones que pudieran traer consigo rehacer los análisis eléctricos, lo que conllevaría a retrasos y/o reprocesos en la aprobación del expediente del EPO.

Asimismo, se recomienda que el Tercero Involucrado participe únicamente durante la primera ronda de observaciones y, en caso subsistan observaciones realizadas por este, sea el COES quien las revise y remita durante la segunda ronda.

Además, consideramos que las observaciones de los proyectos a considerar en los estudios (Con EPO aprobado o EPO en Revisión), solo deberían ser emitidas por el COES y no por terceros, ya que el COES es quien dispone de la mejor información actualizada del estado estos proyectos.

Por otro lado, una vez concluida la primera ronda de observaciones, se recomienda reducir el tiempo de revisión del COES a un período de diez (15) días hábiles. Entendiéndose que las observaciones que persisten son aquellas realizadas en la primera ronda por el COES y el Tercero Involucrado, las cuales deberían tener un menor grado de complejidad.

Se recomienda al COES que durante el proceso de revisión del EPO indiquen a los especialistas que estarán a cargo de la revisión y emisión de observaciones de inicio a fin y que en el proceso de revisión no se destinen

distintos especialistas ya que ello podría originar observaciones distintas en cada ronda de observaciones.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Respecto a la solicitud de considerar que en la segunda revisión solo subsistan las observaciones realizadas en la 1era ronda, cabe señalar que aún cuando se considera razonable esta solicitud dado que conllevaría posibles retrasos en la aprobación de los EPO, sin embargo, debe primar finalmente la finalidad del EPO que es la de verificar que la conexión de las nuevas instalaciones del proyecto no causen un impacto negativo en el SEIN, en ese contexto, en caso se aceptara la solicitud, se podría estar obviando alguna observación que sea nueva (formulada en la 2da ronda) que generaría un gran impacto en la conexión del proyecto, lo cual contraviene a la finalidad del EPO.

Al respecto, el COES evita en todo momento formular nuevas observaciones luego de la 1era ronda pero no se libra de esta posibilidad, y en el caso de los Terceros Involucrados esta situación, de configurarse, sería evaluado por el COES como parte de su tarea de remitir al Gestor del Proyecto en la 2da ronda, solo aquellas observaciones que considere pertinentes.

Respecto a los EPO aprobados y en revisión que deben ser considerados en el EPO del proyecto, serán los considerados en la carta de alcance.

Respecto a reducir el plazo de la revisión de un EPO, de 30 a 15 dh a partir de la 2da revisión, cabe señalar que los plazos del PR-20, de 30 dh en la 1era y 2da ronda y de 20 días hábiles en la 3era, fueron definidos considerando el volumen de estudios que son revisados simultáneamente, así como el grado de envergadura de algunos de los proyectos que requieren de un mayor análisis. Cabe señalar además que, los plazos de revisión de un EPO por parte de los Gestores de Proyectos son de 3 meses calendario, tanto en la 1era, como en la 2da ronda, por consiguiente, este tiempo también impacta en gran medida en el tiempo del proceso de revisión del EPO.

Por lo tanto, se sugiere no aceptar la propuesta de cambio.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinergmin al Comentario 31 de ENGIE. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

12.3 Comentario 3 (STATKRAFT) Procedimental

Numeral 9.13

(...) “Cuando se adviertan cambios en las características técnicas en las instalaciones o equipamiento proyectados, considerados en el EPO aprobado”.

Comentarios

Se debe incluir en el numeral 3 del Acápito 9.13 que mientras los cambios advertidos al COES en las características técnicas de las instalaciones o equipamiento proyecto no incrementen la potencia de inyección en AC en el punto de conexión aprobado en el EPO, no se considera una causal de la conclusión de la vigencia del Certificado de Conformidad del EPO.

A su vez se recomienda al COES evaluar que no se considere como una causal de la conclusión de la vigencia del Certificado de Conformidad del EPO, cuando se realicen modificaciones en las instalaciones de media y baja tensión del Proyecto siempre y cuando se garantice la potencia declarada de inyección en el punto de conexión.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Los cambios en las características técnicas del equipamiento aprobado en el EPO no debe limitarse solo al incremento de la potencia de inyección en AC en el Punto de Conexión, dado que existen otras características eléctricas que que de ser cambiados podrían terminar degradando el diseño original del proyecto, como por ejemplo, la reducción de nivel de aislamiento de los equipos de transmisión, la reducción de la capacidad de cortocircuito de los equipos de maniobra, la tecnología del equipamiento, entre otros.

Respecto a los equipos de media y baja tensión, cabe precisar que estos no forman parte del equipamiento aprobado en el EPO

Por lo tanto, se sugiere no aceptar la propuesta de cambio.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinergmin al Comentario 31 de ENGIE. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

12.4 Comentario 4 (STATKRAFT) Procedimental

Número 10.6: Alcance del EO

(...) “Previo a la presentación del EO, el Gestor del Proyecto solicitará al COES la determinación de su alcance, para lo cual debe remitir el diagrama unifilar, las características técnicas del proyecto y el cronograma de ejecución del proyecto en el que se indique el año al mes estimado de ingreso del proyecto.”

Comentario

Se debe precisar que las actividades consideradas dentro del cronograma de ejecución del proyecto no son vinculantes, por lo que se podrían originar cambios en el cronograma de las actividades en el desarrollo y presentación del EO sin modificar el año de ingreso del Proyecto.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Es la etapa del EPO en la que se aprueba el año de ingreso del proyecto sin considerar en qué mes, es en ese contexto que los análisis eléctricos solicitados se evalúan en un horizonte de tres años (año 1 y año 3), en los escenarios de estiaje y avenida. Ya en la etapa de EO, etapa donde el proyecto se encuentra en la fase de culminación, es necesario identificar el mes estimado más próximo para el ingreso del proyecto, dado que el horizonte de análisis se reduce a 1 año, y la identificación del mes en mención permite determinar correctamente los escenarios de estiaje y de avenida dentro de horizonte de análisis; no considerar el mes más próximo en el EO conllevaría al riesgo que deberá asumir el Gestor del Proyecto ya que podría verse en la necesidad de tener que volver a realizar los análisis en caso el mes estimado de ingreso se desfase a un escenario distinto.

Por lo tanto, se sugiere no aceptar la propuesta de cambio.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

12.5 Comentario 5 (STATKRAFT) Procedimental

(...) "El documento de alcances del EO emitido por el COES tendrá una validez de seis (06) meses, tiempo en que el Gestor del Proyecto deberá presentar el EO. En proyectos cuya complejidad técnica lo amerite, el COES podrá establecer un plazo de validez mayor, a solicitud del Gestor del Proyecto expresado en su carta de solicitud de alcances. El plazo de validez del documento de alcances del EO es improrrogable. Los proyectos e instalaciones indicados en el inciso 4 del numeral 10.7 que surjan con posterioridad a la emisión del documento del alcance hasta la presentación del EO, solo serán evaluados como casos adicionales a solicitud del COES, en los escenarios más relevantes para la operación segura y eficiente del SEIN, siempre que el EO haya sido presentado dentro del periodo de validez del documento de alcance.

Comentario

La propuesta de modificatoria del PR-20 establece un periodo de validez (06 meses) del documento de alcance proporcionado por el COES para que el Gestor del Proyecto pueda presentar su EO. En relación con ello, consideramos importante que el COES incluya explícitamente dentro de la modificatoria del numeral 10.6, que el Gestor del Proyecto únicamente debiera considerar los

proyectos establecidos por parte del COES en dicho documento y estos debieran mantenerse vigentes durante el mismo período de seis (06) meses hasta que este pierda su vigencia y/o a la presentación del EO, de tal forma que el Gestor del Proyecto solo considere los proyectos que surgen con anterioridad a la emisión del documento de alcance para la etapa de presentación y, por el periodo de seis (06 meses), en la revisión del EO, esto con la finalidad de evitar retrasos y reprocesos en la aprobación del expediente del EO, ya que en la actualidad los EOs vienen teniendo periodos largos de aprobación lo cual no es técnicamente factible.

A su vez se solicita al COES aclarar sobre “EOs que se aprueben después de la emisión de la carta de alcances del EO serán evaluados como casos adicionales”, consideramos que este requerimiento traería consigo replantear el caso base o adicionar casos de sensibilidades por lo que su inclusión conllevaría a rehacer los análisis eléctricos prologando los tiempos de presentación y aprobación del expediente de operatividad.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Los proyectos e instalaciones indicados en el inciso 4 del numeral 10.7, que surjan con posterioridad a la emisión del documento del alcance hasta la presentación del EO, y que serán evaluados como casos adicionales en los escenarios más relevantes, tiene como finalidad precisamente de no modificar el caso base sino de adicionar casos de sensibilidad a solicitud del COES, esto difiere de lo que se solicita actualmente con el PR-20 vigente, en donde dichos proyectos son incorporados en el caso base lo cual conlleva a tener que rehacer todos los análisis eléctricos.

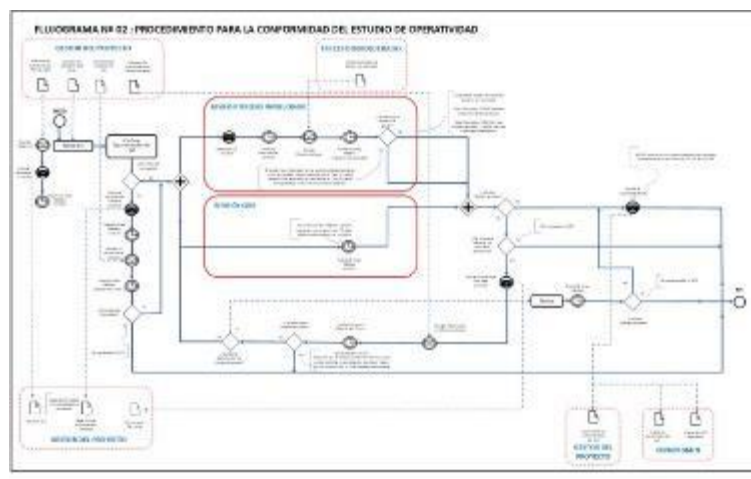
Por lo tanto, se sugiere no aceptar la propuesta de cambio.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

12.6 Comentario 6 (STATKRAFT) Procedimental

Numeral 10.7



Comentario

En la primera ronda de revisión del EO, el COES remite al Gestor del Proyecto las observaciones formuladas por el COES y por el Tercer Involucrado al expediente del EO. En el flujograma del PR-20 se debería precisar que, durante la segunda ronda de revisión, únicamente puedan subsistir observaciones del EO que hayan sido realizadas durante la primera ronda de revisión y no incluir nuevas observaciones que pudieran traer consigo rehacer los análisis eléctricos, lo que conllevaría a retrasos y/o reprocesos en la aprobación del expediente del EO.

Asimismo, se recomienda que el Tercero Involucrado participe únicamente durante la primera ronda de observaciones y, en caso subsistan observaciones realizadas por este, sea el COES quien las revise y remita durante la segunda ronda.

Además, consideramos que las observaciones de los proyectos a considerar en los estudios (Aprobados), solo deberían ser emitidas por el COES y no por terceros, ya que el COES es quien dispone de la mejor información actualizada del estado de estos proyectos.

Por otro lado, una vez concluida la primera ronda de observaciones, se recomienda reducir el tiempo de revisión del COES a un período de diez (15) días hábiles.

Entendiéndose que las observaciones que persisten son aquellas realizadas en la primera ronda por el COES y el Tercero Involucrado, las cuales deberían tener un menor grado de complejidad.

Se recomienda al COES que durante el proceso de revisión del EO indiquen a los especialistas que estarán a cargo de la revisión y emisión de observaciones de inicio afín y que en el proceso de revisión no se destinen distintos especialistas ya que ello podría originar observaciones distintas en cada ronda de observaciones.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 2 de STATKRAFT.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinergmin al Comentario 2 de STATKRAFT. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

12.7 Comentario 7 (STATKRAFT) Procedimental (SGI)**Numeral 12.8 Tratamiento de la Potencia Mínima:*****“12.8 Tratamiento de la Potencia Mínima***

Las nuevas Unidades de Generación hidroeléctrica y termoeléctrica en cada uno de sus Modos de Operación, contarán con un plazo máximo de (1) mes para realizar sus ensayos de la Potencia Mínima, contado a partir de la aprobación de la Operación Comercial, de acuerdo con lo establecido en el Procedimiento Técnico del COES N° 04 “Ensayos para la Determinación de la Potencia Mínima de las Unidades de Generación del SEIN” (PR-04).”

Comentario

Consideramos extender el plazo de (1) mes a (3) meses como mínimo considerando los tiempos necesarios para la gestión de recursos para estas pruebas. Asimismo, consideramos tener un acápite diferenciado para aquellas centrales de generación que han estado en operación comercial anteriormente y requieran ingresar nuevamente en operación comercial, por lo que proponemos lo siguiente:

1. Cada vez que el retiro de operación comercial anterior no se haya debido a fallos que comprometieron la operatividad de la casa de máquinas, unidades de generación, tubería forzada o cámara de carga, donde se evidencie que no se verá modificada la potencia mínima, consideramos que no debería ser necesario ejecutar nuevamente las pruebas de potencia mínima.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Tanto las Pruebas de Potencia Efectiva y Rendimiento como las de Potencia Mínima, deben realizarse según los requisitos establecidos para solicitar el inicio de Operación Comercial, en ese sentido, corresponde al Titular de la Instalación gestionar anticipadamente el desarrollo de dichas pruebas.

Por lo tanto, se sugiere no aceptar la propuesta de cambio.

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

12.8 Comentario 8 (STATKRAFT) Procedimental (SGI)

12.7 Tratamiento de la Potencia Efectiva y Rendimiento

A partir de la aprobación del inicio de Operación Comercial:

- 1. El Titular de la Instalación de generación hidroeléctrica tiene un plazo máximo de un (1) año para realizar los ensayos de Potencia Efectiva, conforme al Procedimiento Técnico del COES N°18 "Determinación de la Potencia Efectiva de Centrales Hidroeléctricas" (PR-18).*
- 2. El Titular de la Instalación de generación termoeléctrica tiene un plazo máximo de un (1) mes para realizar los ensayos de Potencia Efectiva y Rendimiento, conforme al Procedimiento Técnico del COES N° 17 "Determinación de la Potencia Efectiva y Rendimiento de las Unidades de Generación Termoeléctrica" (PR-17).*

Desde el inicio de Operación Comercial y hasta la determinación de la Potencia Efectiva o de la Potencia Efectiva y Rendimiento, según corresponda, o hasta que se cumplan los plazos antes referidos, lo que ocurra primero, se utilizará el valor declarado por el Titular de la Instalación en su solicitud para la obtención de la Conformidad del Inicio de Operación Comercial.

En caso de que el Titular de la Instalación no realice los ensayos de Potencia Efectiva y o de Potencia Efectiva y Rendimiento dentro de los plazos antes señalados se aplicará lo dispuesto en el PR-17 o en el PR-18, según corresponda.

No se requiere la determinación de la Potencia Efectiva y Rendimiento en el caso de CGNC.

Comentario

Consideramos tener un acápite diferenciado para aquellas centrales de generación que estuvieron en operación comercial anteriormente y que requieran ingresar nuevamente en operación comercial, donde se especifiquen excepciones de ejecutar ensayos de potencia en los casos donde no se vea comprometido la operatividad de la casa de máquinas, unidades de generación, regulador de velocidad, tubería forzada o cámara de carga.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 7 de STATKRAFT.

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinerghmin al Comentario 7 de STATKRAFT. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

12.9 Comentario 9 (STATKRAFT) Procedimental

Numeral 12.3

La solicitud debe adjuntar la siguiente información en medio digital:

- a) Declaración Jurada de la Potencia Efectiva o de la Potencia Efectiva y Rendimiento, según corresponda, para las CGC; o, de la potencia nominal instalada de la central, cuando se trate de CGNC.*
- b) Declaración Jurada de la Potencia Mínima de las Unidades de Generación.*
- c) Informe de Sustento Técnico (IST) de los parámetros de las Inflexibilidades Operativas de las Unidades de Generación, al que se refiere el Procedimiento para la Supervisión de los Parámetros de las Inflexibilidades Operativas de las Unidades de Generación, aprobado por Resolución OSINERGHMIN N° 161-2019-OS/CD, o la norma que la sustituya.*
- d) En el caso de Unidades de Generación Hidroeléctrica, deberá presentar el estudio hidrológico y el cálculo de la Potencia Garantizada, conforme al Procedimiento Técnico del COES N° 26 "Cálculo de la Potencia Firme" y el Procedimiento Técnico del COES N° 41 "Información Hidrológica para la Operación del SEIN".*
- e) En el caso de Unidades de Generación Termoeléctrica, deberá presentar sus Costos Variables que comprenden los costos variables combustibles y los costos variables no combustibles. En el caso de los costos variables no combustibles se debe incluir el informe que sustente sus costos variables de operación no combustibles e informe técnico económico que sustente sus costos variables no combustibles de mantenimiento; conforme al Procedimiento Técnico del COES N° 31 "Cálculo de los Costos Variables de las unidades de Generación".*
- f) La información de los ajustes de estatismo y banda muerta del regulador de velocidad, según lo requerido por el Procedimiento Técnico del COES N° 21 "Reserva rotante para Regulación Primaria de Frecuencia".*

Comentario

Considera tener un acápite diferenciado para aquellas centrales de generación que estuvieron en operación comercial anteriormente y que requieran ingresar nuevamente en operación comercial, donde se especifiquen excepciones de ejecutar ensayos de potencia efectiva o

potencia mínima en los casos donde no se vea comprometido la operatividad de la casa de máquinas, unidades de generación, regulador de velocidad, tubería forzada o cámara de carga. Asimismo, respecto al numeral f) excluir para este tipo de centrales que reingresan en operación comercial.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

El ingreso de Operación Comercial aplica tanto a proyectos nuevos que ingresan al SEIN como proyectos que concluyeron la Operación Comercial, en ambos casos el objetivo de los requisitos es contar con la información actualizada para el debido ingreso en Operación Comercial.

Por lo tanto, se sugiere no aceptar la propuesta de cambio.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

12.10 Comentario 10 (STATKRAFT) Procedimental

DISPOSICIONES COMPLEMENTARIAS: OCTAVA:

“OCTAVA: En el caso de instalaciones provisionales que requieran ingresar al sistema con carácter de urgencia, debido a fallas que interrumpen suministro, o de configuraciones provisionales de instalaciones existentes como parte de la implementación de un proyecto, en coordinación con los Agentes cuyas instalaciones se vean impactadas según corresponda, se les exceptuará de cumplir lo indicado en los numerales 9, 10 y 11 del presente procedimiento, siendo solo necesario presentar el estudio de protecciones de la instalación provisional, y otra información que el COES considere necesaria.”

Comentario

Considera que para el caso de instalaciones provisionales donde solo será necesario presentar un Estudio de Coordinación de Protecciones para la instalación provisional, recomendamos al COES precisar lo siguiente:

1. Definir un flujograma para atención de este tipo de estudios donde se aprecien responsabilidades, plazos de revisión y conformidad respectiva, etc; de los involucrados y el COES.
2. Presentar Ingeniería de la instalación provisional, con fines de evaluar la viabilidad técnica de su implementación.
3. Definir en el Estudio de Coordinación de Protecciones, el tiempo en operación de vigencia de la instalación provisional.

4. Presentar la Ingeniería de la propuesta final que reemplazaría a la instalación provisional.
5. Realizar las pruebas de operatividad necesarias que se requieran para garantizar la viabilidad técnica de la implementación de la instalación provisional propuesta en el Estudio de Coordinación de las Protecciones.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 8 de KALLPA y al Comentario 17 de REP.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinergmin al Comentario 8 de KALLPA y al Comentario 17 de REP. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

12.11 Comentario 11 (STATKRAFT) Requisitos Generales PR-20

Anexo 1 – Capítulo 1 “Codificación de Principales Equipos Eléctricos del SEIN”

Dentro de los alcances para la codificación de principales equipos eléctricos del SEIN se debería indicar que dichos códigos serán proporcionados al Gestor del Proyecto en el inicio del desarrollo de la etapa de Operatividad del Proyecto.

Opinión del COES

Consulta atendida.

En el procedimiento se encuentra la etapa en la cual el Gestor del Proyecto solicitará el código, que debe ser antes de la presentación del Estudio de Operatividad.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

12.12 Comentario 12 (STATKRAFT) Requisitos CGNC

Numeral 2.4.2 – Anexo 1

Se debería precisar tanto para las unidades térmicas e hidráulicas que las constantes de inercia definidas en la tabla 2.5 “Rangos permitidos de Constantes de Inercia para Generadores” considera solo la inercia de la unidad de generación o el bloque turbina –generador.

Opinión del COES

Sugerencia aceptada.

La constante de inercia para las unidades térmicas e hidráulicas están referidas al bloque turbina generador; en ese sentido, para una mejor precisión se actualiza el numeral 2.4.3.

(...)

2.4.3 POR CAPACIDAD DINÁMICA

*Las unidades de generación deben estar diseñadas con una capacidad de energía cinética para responder ante variaciones súbitas de frecuencia y mantener su estabilidad dentro del SEIN. Para ello, deberán cumplir con diseñar sus instalaciones con una Constante de Inercia (H) que se encuentre dentro de los rangos mostrados en la Tabla 2.5. **Los valores de H para el caso de unidad térmica e hidráulica corresponden a la inercia combinada de generador y turbina, y el valor de H para la generación no convencional corresponde al equivalente de una convencional.***

(...)

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Complementariamente ver análisis de Osinergmin al Comentario 7 de SPR. Por lo tanto, corresponde modificar 2.4.3 del Capítulo 2 del Anexo 1 del proyecto de modificación del PR-20 de acuerdo con la siguiente redacción:

“2.4.3 POR CAPACIDAD DINÁMICA

Las unidades de generación deben estar diseñadas con una capacidad de energía cinética para responder ante variaciones súbitas de frecuencia y mantener su estabilidad dentro del SEIN. Para ello, deberán cumplir con diseñar sus instalaciones con una Constante de Inercia (H) que se encuentre dentro de los rangos mostrados en la Tabla 2.5. Los valores de H para el caso de unidad térmica e hidráulica corresponden a la inercia combinada de generador y turbina, y el valor de H para la generación no convencional corresponde al equivalente de una convencional.

(...)”

12.13 Comentario 13 (STATKRAFT) Requisitos Generales PR-20

Numeral 2.6.1 – Anexo 1

De lo indicado por el COES:

“Estado Normal: El ingreso de un proyecto no debe provocar tensiones fuera del rangode ± 2.5 % sobre las tensiones de operación, o la tensión nominal del equipamiento principal”.

Como recomendación se debería incluir textualmente que el rango de $\pm 2.5\%$ sobre las tensiones de operación aplica solo para las barras controladas por el COES, o para las barras en general, en caso solo aplique para barras controladas por el COES, se debería incluir textualmente que para barras no controladas por el COES se debería respetar el $\pm 5.0\%$ sobre las tensiones nominales del equipamiento.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

No todas las instalaciones dentro del alcance del PR-20, corresponden a las barras controladas por el COES. Por lo que no se podría restringir este requerimiento solo a las barras controladas por el COES.

Asimismo, el ingreso de los proyectos no debería generar variaciones de $\pm 2.5\%$ en condiciones normales, de incrementar el rango a $\pm 5\%$, significaría que es altamente probable que ante condiciones N-1 o mantenimiento se superen las tolerancias de la NTCSE.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

12.14 Comentario 14 (STATKRAFT) Líneas de Transmisión

Numeral 3.3.1 – Anexo 1

La tabla 3.6 precisa las secciones mínimas de los conductores de fase hasta un nivel de 1000 msnm se recomienda ampliar el panorama incluyendo las secciones mínimas para altitudes de hasta 4500 msnm o más.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

No se incluyó altitudes mayores, pues a grandes altitudes influirán otras variables para definir la sección mínima del conductor, como es el espesor radial del hielo.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

12.15 Comentario 15 (STATKRAFT) Requisitos Generales PR-20

Numeral 4.3.1 – Anexo 1

Se recomienda incluir textualmente que no se permiten conexiones de nuevas instalaciones en barras de generación existentes o proyectados, ya que puede traer consigo fenómenos dinámicos ante fallas en las nuevas

instalaciones lo que alteraría la confiabilidad, seguridad y estabilidad de la central.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

El sistema eléctrico peruano es de libre acceso y no es posible su restricción, los proyectos se podrán conectar toda vez que no causen impacto negativo a la calidad, confiabilidad, seguridad y operación del SEIN ni perjudiquen su expansión.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

12.16 Comentario 16 (STATKRAFT) Requisitos CGNC

Numeral 4.4.1 – Anexo 1

Incluir en el numeral 4.4.1 una tabla con los tipos de aerogeneradores a ser considerados para su ingreso al SEIN y sustentar la no conexión de los generadores de inducción con rotor en jaula de ardilla.

Opinión del COES

Sugerencia parcialmente aceptada.

Los generadores eólicos se han estandarizado (según IEC 61400-27-1) en cuatro tipos, los tipos 1 (velocidad fija) y 2 (velocidad variable limitada o semi variable) son la antigua generación de aerogeneradores y el generador más utilizado en las turbinas eólicas es el generador de inducción, desde las primeras turbinas eólicas de velocidad fija (Tipo 1), los cuales tienen varias ventajas, como la robustez y la simplicidad mecánica, al producirse en grandes series.

La principal desventaja es que el estator necesita una corriente magnetizante (reactivos). Además, el generador asíncrono no contiene imanes permanentes y no se excita por separado. Por lo tanto, tiene que recibir su corriente excitante de otra fuente y consume potencia reactiva (usualmente equipados con arranque suave y equipos de compensación reactiva), que puede ser suministrada por la red o por un sistema electrónico de potencia. Además, en redes débiles la conexión puede generar graves perturbaciones de tensión, necesitando una conexión controlada, por lo anterior, en caso de fallas y sin ninguna compensación, el control puede provocar inestabilidad de tensión.

Cabe indicar que los generadores de inducción de jaula de ardilla se usan en aerogeneradores de Tipo I y Tipo IV (Convertidor completo).

El generador de inducción de jaula de ardilla para que funcione a velocidad variable es necesario alimentarlo a frecuencia variable mediante el convertidor electrónico (Tipo IV), teniendo el inconveniente que para una misma potencia del aerogenerador se necesita un convertidor electrónico de mayor potencia.

Para reducir el convertidor algunos sistemas comerciales utilizan el convertidor solamente cuando el generador trabaja a carga parcial en la zona de velocidad variable, mientras que a velocidad elevadas donde la velocidad permanece constante (potencias elevadas), el generador queda conectado directamente a la red.

Para evitar inconvenientes al usar generador de inducción con jaula de ardilla, se sugiere mantener la propuesta del COES en el numeral 4.4.1 capítulo 4 Anexo 1 del PR-20 prepublicado.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

12.17 Comentario 17 (STATKRAFT) Requisitos Generales PR-20

Numeral 6.2: Estudios de Estado Estacionario

Se recomienda que el COES incluya criterios y/o metodología para los despachos de los proyectos en la zona de influencia especialmente cuando se tenga que considerar grandes bloques de generación RER.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

El PR-20, es un procedimiento de carácter técnico en donde se define el equipamiento y el trámite para el ingreso de los proyectos.

Los criterios para el despacho de los proyectos RER son vistos en otros procedimientos.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

12.18 Comentario 18 (STATKRAFT) Requisitos Generales PR-20

Numeral 6.3: Estudios de Cortocircuito

Se recomienda incluir dentro de los análisis un acápite de "Verificación de Saturación de los Transformadores de Corriente" y "Verificación de la Capacidad de Ruptura de los Interruptores" pertenecientes al área de influencia de Proyecto.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

El estudio de cortocircuito sirve para definir el impacto (incremento) de la corriente de cortocircuito por el ingreso del proyecto.

A nivel EPO no se podría realizar la verificación de la saturación de los TCs, ya que se necesitaría conocer a detalle los TCs y la carga de estos, por lo que la verificación se hace a nivel de corriente de cortocircuito sin entrar a detalle. De ser necesario algún cambio de TCs o Interruptores, estos son indicados en el EPO.

Asimismo, en esta propuesta de PR-20, se definen capacidades de interruptores, y carga de TCs, para que no se realicen dichos análisis.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

12.19 Comentario 19 (STATKRAFT) Requisitos Generales PR-20

Numeral 7: Estudios de Diseño

En la carta de alcances que emite el COES al Gestor del Proyecto se solicita que el COES incluya textualmente en la carta de alcances los Estudios de Diseño necesarios (Energización de líneas, TRV, Estudios de Solicitaciones Térmicas y Dinámicas en los Reactores de Neutro etc.) que serán considerandos dentro del desarrollo del EPO.

Opinión del COES

Consulta atendida.

En los alcances que emite el COES a los gestores de los proyectos se indican los estudios que deben realizar, entre ellos los de transitorios electromagnéticos.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

12.20 Comentario 20 (STATKRAFT) Requisitos Generales PR-20

Numeral 8: Indicadores de Desempeño

En referencia al ETO-2022 elaborado por el COES se solicita al COES indicar textualmente que el rango de tensiones de ± 2.5 % de la tensión de operación aplica solo a las barras controladas por el COES, respecto a las no controladas por el COES éstas deberían tener como referencia el rango de ± 5.0 % de la tensión nominal del equipamiento.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 3 de STATKRAFT.

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinerghmin al Comentario 3 de STATKRAFT. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

12.21 Comentario 21 (STATKRAFT) BESS**Observaciones Complementarias**

En la modificatoria del PR-20 se solicitar incluir un capítulo relacionado a los "Requisitos Técnicos Mínimos para Instalaciones de almacenamiento de Energía BESS", debido a que en la actualidad muchas empresas están optando por la implementación de este tipo de tecnología ya que contribuye el futuro de la generación de energía limpia.

Opinión del COES

Sugerencia parcialmente aceptada.

En la propuesta del numeral 4.5 del capítulo 4 del Anexo 1 del PR-20 prepublicado, ya se encuentran incluidos los requisitos técnicos mínimos para los sistemas de almacenamiento de energía activa. Sin embargo, se sugiere modificar el título y objetivo de dicho capítulo incluyendo textualmente a estos sistemas (Ver opinión del COES al Comentario 22 de KALLPA.

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinerghmin al Comentario 22 de KALLPA.

13. Comentarios de Celeps (CELEPSA)**13.1 Comentario 1 (CELEPSA) Ficha Técnica****Modificación del numeral 6.10 del PR-20:**

"Ficha Técnica: Información sobre las características técnicas de las instalaciones implementadas o modificadas, proporcionada por sus titulares, cuya veracidad es responsabilidad de estos".

Respecto a lo mencionado, solicitamos aclarar los siguientes puntos:

- Se debe evitar que la Ficha Técnica pueda ser modificada de manera unilateral por COES, esto en caso de inexactitud en la información o por disposición de OSINERGHMIN. Esto, en línea con la definición que establece la "responsabilidad de la veracidad es de los titulares".

- ¿Los titulares tienen la facultad de incorporar nuevas secciones de información técnica no contempladas en el formato de la Ficha Técnica? Esto en mención a la particularidad que cada tecnología y/o fabricante tenga con el diseño estructural de la planta.

Opinión del COES

Consulta atendida.

Según se indica en la definición 6.10 "Ficha Técnica", la información proporcionada en las fichas técnicas es la proporcionada por los titulares. En concordancia con esta definición, en el inciso 2 del numeral 11.6 del PR-20 cualquier modificación de los valores de la Ficha Técnica será solicitada por el Titular de la Instalación, siguiendo el procedimiento incluido en el numeral 11.7 del PR-20 prepublicado.

Se incluyen los formatos de Fichas Técnicas adecuadas según las observaciones formuladas por los Agentes e Interesados.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

13.2 Comentario 2 (CELEPSA) Procedimental

Modificación del numeral 13.1 del PR-20

"13.1 Causales de suspensión de la Operación Comercial o Integración al SEIN

(...)

1. *Se determine que la documentación y/o información presentada por el Titular de la Instalación al COES para obtener la Conformidad de inicio de la Operación Comercial o integración de instalaciones al SEIN, es falsa o incorrecta.*

La presentación de documentación falsa puede justificar la suspensión, dado que implica un acto intencional y de dolo. Sin embargo, la inclusión de información incorrecta no necesariamente conlleva la misma gravedad.

Considera que incluir información incorrecta como una causal de suspensión de la operación comercial representa un riesgo, ya que en algunos casos el error puede ser subsanable y no afectar la operación de la instalación. En lugar de suspenderla de inmediato, sería más apropiado otorgar un plazo razonable para corregir la información.

Opinión del COES

Sugerencia parcialmente aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 18 de ENGIE.

De otro lado, según lo establecido en el numeral 13.2 del PR-20, la Suspensión de Operación Comercial será levantada por el COES cuando el Titular de la Instalación subsane a satisfacción del COES, la causal de suspensión en que incurrió, es decir, de tratarse de una información incorrecta, el titular podría solicitar al COES el levantamiento de la suspensión inmediatamente, quien luego de verificar la subsanación procederá con el levantamiento.

Por lo tanto, se sugiere no aceptar la propuesta de cambio.

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinerghmin al Comentario 18 de ENGIE. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

13.3 Comentario 3 (CELEPSA) Requisitos Generales PR-20

Anexo 1, Capítulo 2. Requisitos de conexión y acceso al SEIN

"2.4 Requisitos para la conexión de instalaciones de generación

El COES cita 4 requisitos que el generador debe tener en cuenta para su conexión al sistema, entre ellos:

2.4.1. Por capacidad de la central

2.4.2. Por configuración Generador-Transformador

2.4.3. Por capacidad dinámica

2.4.4. Criterios para el punto de conexión

De los cuales, el numeral 2.4.3. Por capacidad dinámica, establece un rango de valores de constante de inercia en la Tabla 2.5.

(...).

Tabla 2.5. Rangos permitidos de Constantes de Inercia para Generadores

Tipo de Generación	Constante de Inercia H (s)
Unidad Térmica	$H > 3,0$ s
Unidad Hidráulica	$H > 2,0$ s
Generación No Convencional	$H \geq 2,5$ s (*)

(*) Empleando inercia sintética, detalle ver numeral 4.4.4 del Capítulo 4.

Considera que el establecer un rango de valores para la constante de inercia es adecuado para tener predictibilidad de la robustez del sistema, y además de ser un input importante para la medición del ROCOF (Rate Of Change Of Frequency), y que éste a su vez está supeditado a la constante de inercia $H(s)$

de cada tipo de generación. Sin embargo, dada la importancia de estos rangos es necesario que tenga el debido sustento, basado en un estudio sobre la fortaleza de la red que se desee establecer ante la incorporación de generación no convencional, el cual debe incluir un diagnóstico actual y las sensibilidades de incorporación de este tipo de generación.

De lo mencionado, se solicita a COES sustente mediante estudios los valores que propone en la Tabla 2.5, en específico sobre la inercia sintética que señala para la Generación No Convencional.

Asimismo, es importante que contraste dichos resultados con la experiencia de otros países donde han incorporado este tipo de generación.

Opinión del COES

Sugerencia aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 7 de la SPR.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinergmin al Comentario 7 de la SPR.

13.4 Comentario 4 (CELEPSA) Procedimental

Modificación del inciso 2 del numeral 9.13 del PR-20:

"9.13

(...)

2. Cuando el proyecto no se conecte al Sistema hasta el año siguiente al año aprobado en el Certificado de Conformidad del EPO para su conexión, salvo que el Gestor del Proyecto haya obtenido el Certificado de Conformidad del EO dentro de dicho periodo o que haya iniciado el trámite para obtener tal certificado dentro de dicho periodo y lo obtenga. En estos casos, la vigencia del Certificado de Conformidad del EPO se extiende por la misma vigencia del Certificado de Conformidad del EO".

En el caso hipotético en el cual el Gestor del Proyecto inicie el trámite para obtener el Certificado de Conformidad del EO y este sea aprobado después de la expiración del Certificado de Conformidad del EPO, solicitamos aclarar si, de todas formas, la vigencia del Certificado de Conformidad del EPO se extendería por el mismo periodo de vigencia del Certificado de Conformidad del EO. En caso de que la respuesta sea afirmativa, sugerimos la siguiente redacción:

"9.13

(...)

2. Cuando el proyecto no se conecte al Sistema hasta el año siguiente al año aprobado en el Certificado de Conformidad del EPO para su conexión, salvo que el Gestor del Proyecto haya obtenido el Certificado de Conformidad del EO dentro de dicho periodo o que haya iniciado el trámite para obtener tal certificado dentro de dicho periodo y lo obtenga **antes o después** de vencido el Certificado de Conformidad del EPO. En estos casos, la vigencia del Certificado de Conformidad del EPO se extiende por la misma vigencia del Certificado de Conformidad del EO”.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Según lo establecido en el inciso 2 del numeral 9.13 del PR-20 prepublicado, no se considera necesario incluir la precisión “antes o después de vencido el Certificado de Conformidad del EPO”, en vista de que el requisito señala claramente que en caso el Gestor del Proyecto haya iniciado el trámite del EO antes de que se venza el EPO y “**obtenga**” el Certificado de Conformidad, la vigencia del EPO se extenderá hasta la vigencia del EO, sin importar si el Certificado de Conformidad del EO fue obtenido antes o después del periodo de vigencia del EPO,

Por lo tanto, se sugiere no aceptar la propuesta de cambio.

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

13.5 Comentario 5 (CELEPSA) Procedimental

Modificación del numeral 13.3 del PR-20

“13.3 Conclusión de la Operación Comercial dispuesta por el COES

El COES de oficio declarará la conclusión de Operación Comercial de una unidad o central de generación cuando se produzca cualquiera de las siguientes causales:

1. Cuando por cualquier causa, incluidos los eventos de fuerza mayor, la unidad o central de generación no se encuentre disponible para su operación en el SEIN por más de tres (3) meses consecutivos.

Se exceptúan de esta causal:

(...)

II) El Participante Generador que tiene una única unidad o central de generación en Operación Comercial, siempre que, antes de cumplirse los tres (3) meses de indisponibilidad, comunique al COES su renuncia expresa al derecho de que su unidad o central de generación cuente con

Ingresos por Potencia durante el periodo en el que no va a estar disponible para operar en el SEIN, para lo cual, se le considerará una Potencia Firme igual a cero; y, constituya garantías conforme a lo dispuesto en el Procedimiento Técnico del COES N° 46 "Garantías y constitución de fideicomisos para el Mercado Mayorista de Electricidad" o la norma que lo reemplace, las cuales deberán mantenerse vigentes durante el periodo en el que la unidad o central de generación no va a estar disponible para operar en el SEIN. (...).

Consideramos que la causal establecida en el inciso 1 del artículo 13.1, que contempla la conclusión de la operación comercial, debería ser revisada. En lugar de concluir de manera inmediata la operación comercial, la consecuencia debería ser la suspensión. Es importante tener en cuenta que las centrales pueden experimentar fallas técnicas que requieran un mantenimiento prolongado, lo cual no debería llevar automáticamente a la conclusión de la operación comercial. Con la suspensión, el generador tendría la oportunidad de mantener la operación comercial, con la salvedad de que debe renunciar a los ingresos por potencia. En caso de no realizar dicha renuncia, la consecuencia más grave podría ser la conclusión de la operación comercial.

En pocas palabras, la suspensión de la POC debería ser la primera medida tomada, dejando la conclusión como una opción posterior en caso de persistir la inoperatividad.

Alternativamente, sugerimos aumentar el plazo de indisponibilidad a seis (6) meses, el cual es un plazo más razonable teniendo en cuenta la actividad de operación y mantenimiento de distintas tecnologías que existen para la generación.

Por otro lado, considera que las disposiciones del artículo pueden resultar excesivos. Por ejemplo, en caso un generador se encuentre en una situación de suspensión, además de considerarle una potencia firme de "0", se le priva al generador de los ingresos por potencia, este debe contratar potencia y energía a terceros generadores y no obtiene ingresos por inyecciones. Además, se le impone la obligación adicional de construir una garantía. Esta acumulación de consecuencias podría ocasionar un grave perjuicio a la empresa. Por ello, sugerimos que se retire la necesidad de exigir la constitución de la garantía.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 15 de ORYGEN.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinergmin al Comentario 15 de ORYGEN. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

14. Comentarios de Conelsur LT S.A.C. (CONELSUR)

14.1 Comentario 1 (CONELSUR) Procedimental

9.5 Alcance del EPO

Argumento de la Comentario

Se solicita ampliar el plazo de validez del documento de alcances del EPO a 12 meses, debido a la complejidad técnica de los proyectos que se conectan al sistema de transmisión. Además, se sugiere incluir la posibilidad de que el COES pueda extender el plazo por iniciativa propia, no solo a petición del Gestor del Proyecto, en base a nueva información que pueda modificar el alcance del EPO.

Propuesta de modificación

De acuerdo con la observación se solicita modificar lo siguiente:

“El documento de alcances del EPO tendrá una validez de ~~doce (12) seis (06)~~ meses, tiempo en que el Gestor del Proyecto deberá presentar el EPO. En proyectos cuya complejidad técnica lo amerite, el COES podrá establecer un plazo de validez mayor, ~~por iniciativa propia~~ o a solicitud del Gestor del Proyecto, expresado en su carta de solicitud de alcances. El plazo de validez establecido en el documento de alcances del EPO es improrrogable.”

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 7 de la SNMPE.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinergmin al Comentario 7 de la SNMPE. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

14.2 Comentario 2 (CONELSUR) Definiciones

6. Definiciones y Abreviaturas

Se recomienda revisar la definición de Gestor de Proyecto para evitar confusiones sobre si se trata de la misma persona que el Titular del Proyecto o si son roles distintos, considerando que el Titular del Proyecto también podría desempeñar la función de Gestor.

De acuerdo con la observación se solicita modificar lo siguiente:

6.11 Gestor del Proyecto: Persona natural o jurídica que presenta y gestiona ante el COES, el EPO y EO de un proyecto de instalación eléctrica. ~~También se refiere al Titular del Proyecto.~~ también conocido como Titular del Proyecto.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

El término “Titular del Proyecto” fue retirado del PR-20 vigente y en su lugar fue reemplazado por “Gestor del Proyecto”.

Por lo tanto, se sugiere no aceptar la propuesta de cambio.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

14.3 Comentario 3 (CONELSUR) Procedimental

11.5 Ejecución de las Pruebas de Puesta en Servicio Argumento de la observación

Se solicita aclarar y especificar en el documento si el punto 11.5 aplica también para instalaciones de transmisión.

Se solicita aclarar y especificar en el documento si el punto 11.5 aplica también para instalaciones de transmisión

Opinión del COES

Consulta atendida.

Se confirma que el numeral 11.5 aplica a todas las instalaciones que se encuentran dentro del alcance de aplicación del PR-20, entre ellos las instalaciones de transmisión.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

14.4 Comentario 4 (CONELSUR) Procedimental

11.5 Ejecución de las Pruebas de Puesta en Servicio Argumento de la observación

Según lo establecido en el numeral 2 del punto 11.5, se solicita incluir de forma excepcional la autorización para que el COES pueda extender los plazos indicados, permitiendo que, en circunstancias justificadas donde no sea factible completar las pruebas dentro del plazo definido en el procedimiento, el organismo tenga la facultad de modificarlo.

De acuerdo con la observación se solicita modificar lo siguiente:

“2. La duración máxima de las pruebas será: (i) Diez (10) días calendario en el caso de instalaciones de transmisión,

(ii) Dos (2) meses, en el caso de instalaciones de generación convencional y

(iii) en el caso de Centrales de Generación No Convencional (CGNC) e instalaciones de demanda, la duración de las pruebas será propuesta por el Titular de la Instalación y aprobado por el COES en la autorización de conexión para Pruebas de Puesta en Servicio. Sin embargo, si el COES advirtiere ciertas condiciones que imposibiliten la ejecución de las pruebas en los plazos referenciales dispuestos podrá extenderlos, de manera debidamente justificada”

Opinión del COES

Sugerencia aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 13 de ENGIE.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinergmin al Comentario 13 de ENGIE.

14.5 Comentario 5 (CONELSUR) Procedimental

11.4.2 Trámite para la autorización de conexión para Pruebas de Puesta en Servicio:

De acuerdo con lo establecido en el numeral 3 del punto 11.4.2, se sugiere agregar que el COES tiene la responsabilidad de comunicar las condiciones bajo las cuales debe llevarse a cabo la conexión para las Pruebas de Puesta en Servicio, dado que es este organismo el que posee conocimiento del estado del sistema.

De acuerdo con la observación se solicita modificar lo siguiente:

“3. Presentada la subsanación, el COES tiene un plazo de cinco (5) días hábiles para pronunciarse, autorizando o denegando la solicitud. En caso de autorizarse, El COES deberá informar al Titular, las condiciones en las que se debe ejecutar la conexión para Pruebas de Puesta en Servicio”

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Una vez autorizada la conexión para el desarrollo de las Pruebas de Puesta en Servicio, el titular puede coordinar con la Subdirección de Programación del COES, las condiciones de operación en las que se desarrollarán las pruebas según la fecha programada de conexión. Razón por la cual no se considera necesario incorporar dicha actividad al COES.

Por lo tanto, se sugiere no aceptar la propuesta de cambio.

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

14.6 Comentario 6 (CONELSUR) Procedimental

9.14 EPOs elaborados por el COES, incluidos en los anteproyectos del Plan de Transmisión

Se solicita extender el plazo para la entrega de los comentarios de respuesta a las observaciones de 10 días hábiles a 15 días hábiles, considerando la complejidad que algunas observaciones pudiesen implicar y atendiendo a que participan varias áreas en la revisión.

De acuerdo con la observación se solicita modificar lo siguiente:

“Para tal efecto, en la fecha de presentación de la Propuesta del Plan de Transmisión por parte del COES, este deberá remitir los EPOs de los anteproyectos a los Terceros Involucrados, quienes tendrán un plazo de veinte (20) días hábiles para comunicar al COES sus observaciones.

Posteriormente, el COES tendrá un plazo de veinticinco (25) días hábiles para remitir a los Terceros Involucrados la absolución de observaciones. Los Terceros Involucrados tendrán un plazo de **quince (15)** ~~diez (10)~~ días hábiles para comunicar al COES sus observaciones a la absolución de observaciones. El COES publicará la Propuesta Definitiva del Plan de Transmisión, considerando la absolución de las observaciones formuladas por los Terceros Involucrados.”

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Los plazos considerados en el trámite de los EPO del Plan de Transmisión, establecidos en el numeral 9.14 del PR-20 prepublicado, han sido definidos a fin de cumplir con los Hitos del PT (ver línea de tiempo del proceso de revisión y aprobación de los EPO del PT):

1. Hito 1 “Presentación de la Propuesta del PT” (publicada en el portal de internet del COES aproximadamente el 01 de junio), en esta fecha está previsto emitir la copia del EPO a todos los Terceros Involucrados.
2. Hito 2 “Propuesta Definitiva del PT” (publicada en el portal de internet del COES aproximadamente hasta el 14 de setiembre), para esta fecha se prevé contar con la absolución de observaciones formulados por los Terceros Involucrados en su 2da revisión.



Según lo indicado en la línea de tiempo, no es posible extender el plazo otorgado a los TI para realizar la 2da revisión de 10 a 15 dh.

Por lo tanto, se sugiere no aceptar la propuesta de cambio.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

15. Comentarios de Inland Energy S.A.C. (INLAND)

15.1 Comentario 1 (INLAND) Procedimental

Numeral 9.5

"9.5 Alcance del EPO

(...)

El alcance del EPO incluirá, entre otros, la información correspondiente a los proyectos con EPO aprobado y/o trámite en curso, ubicados en la zona de influencia del Proyecto, así como las contingencias mínimas a ser consideradas en el estudio.

El documento de alcances del EPO tendrá una validez de seis (06) meses, tiempo en que el Gestor del Proyecto deberá presentar el EPO. En proyectos cuya complejidad técnica lo amerite, el COES podrá establecer un plazo de validez mayor, a solicitud del Gestor del Proyecto, expresado en su carta de solicitud de alcances. El plazo de validez establecido en el documento de alcances del EPO es improrrogable.”

Comentarios

- Se debe modificar el plazo de validez del documento de alcances del EPO a doce (12) meses.
- Se debe precisar qué son “proyectos con complejidad técnica”

Sustento

El Proyecto añade un nuevo plazo, toda vez que establece que el documento de alcances del EPO tendrá una validez de seis (06) meses.

Al respecto, consideramos que este plazo debe ampliarse a doce (12) meses, en virtud del principio de razonabilidad establecido en el numeral 1.4. del artículo 1 del Título Preliminar del Texto Único Ordenado de la Ley de Procedimiento Administrativo General, por la naturaleza de los sistemas eléctricos, ya que estos no cambian rápidamente, motivo por el cual las condiciones indicadas en el documento que contiene los alcances del EPO deben tener un plazo razonable. Se debe considerar que el gestor del Proyecto no tiene ningún incentivo a retrasar el proyecto, todo lo contrario, es el principal interesado en que la operación comercial se efectúe en el menor plazo posible por lo que no hay motivos para que considere un plazo de seis meses.

Asimismo, es preciso resaltar que el Proyecto incurre en un vicio de motivación al disponer que el plazo de vigencia del mencionado documento sea de seis meses, dado que la Exposición de Motivos no sustenta el motivo de colocar dicho plazo, por lo cual resulta un plazo totalmente arbitrario.

Adicionalmente, consideramos que debe precisarse qué constituye un proyecto con complejidad técnica, ya que al no definirse resulta un término ambiguo y discrecional, siendo que será el COES quién determine, bajo su criterio, qué proyectos poseen complejidad técnica y qué proyectos no. Se requiere que se establezcan mayores elementos para su identificación.

Por lo expuesto, solicitamos se modifique el plazo planteado y se defina qué constituye un proyecto de complejidad técnica.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 7 de la SNMPE.

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinerghmin al Comentario 7 de la SNMPE. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

15.2 Comentario 2 (INLAND) Procedimental

Numeral 9.6 del PR-20

"9.6 Requisitos para la presentación del EPO

(...)

5. En el caso de un proyecto que ingrese al SEIN por etapas, este podrá gestionarse en un solo EPO o en EPOs independientes para cada una de las

etapas, que incluyan los estudios previstos en el Anexo 2 del presente procedimiento y el establecido por el COES en el alcance del EPO.”

Comentario

Se debe precisar que las etapas deben ser propuestas por el Gestor del Proyecto.

Sustento

El Proyecto establece que en el caso de un proyecto que ingrese al SEIN por etapas, este podrá gestionarse en un solo EPO o en EPOs independientes para cada una de las etapas.

Al respecto, es preciso resaltar que en virtud de que el Gestor del Proyecto es quién conoce y posee toda la información respecto del alcance del proyecto en cuestión, es quien debe de proponer las etapas del proyecto y no el COES. Cabe señalar que el Gestor del Proyecto tiene incentivos para que las etapas del proyecto sea la menor posible, considerando que resulta de su interés que la totalidad del proyecto pueda entrar en operación comercial en el menor plazo posible para así inyectar en el SEIN.

En ese sentido, resulta prudente precisar que las etapas deberán ser propuestas por el Gestor del Proyecto.

Opinión del COES

Consulta atendida.

Según se indica en la definición 6.11 “Gestor del Proyecto”, es el que presenta y gestiona ante el COES el EPO y el EO, es decir, las etapas de implementación del proyecto las definirá el Gestor del Proyecto y no el COES, por lo tanto, no requiere de una precisión.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

15.3 Comentario 3 (INLAND) Procedimental

Numeral 9.10

“9.10 Desaprobación del EPO

El COES desaprobará el EPO cuando, al término del proceso de revisión establecido en el numeral 9.8 del presente procedimiento, el Gestor del Proyecto no haya absuelto satisfactoriamente todas las observaciones formuladas.”

Comentario

Se debe eliminar el término “satisfactoriamente” del presente numeral.

Sustento

El Proyecto, a diferencia del procedimiento vigente, añade que se podrá desaprobado el EPO cuando el Gestor del Proyecto no haya absuelto las observaciones de manera satisfactoria.

Al respecto, se debe eliminar el término “satisfactoriamente”, dado que resulta discrecional, en tanto el COES será el único agente que, bajo su criterio, determine que la absolución es satisfactoria o no. Esto podría generar complicaciones en los proyectos, ya que al no tener conocimiento preciso de los criterios utilizados por el COES para evaluar si la absolución es satisfactoria, se desaprobado el EPO en base a reglas o evaluaciones desconocidas, lo cual no garantizaría un debido procedimiento con las garantías con las que debe contar el Gestor del Proyecto. Por lo tanto, solicitamos se elimine el término “satisfactoriamente”.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 3 de KALLPA.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinergmin al Comentario 3 de KALLPA. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

15.4 Comentario 4 (INLAND) Procedimental**Ítem 1 – numeral 9.13**

“9.13 Conclusión de la vigencia del Certificado de Conformidad del EPO

(...)

1. Cuando, de acuerdo a los informes de OSINERGMIN o el MINEM, se advierta que el proyecto se cambie no se conectará en el Punto de Conexión aprobado en el EPO o cuando el Punto de Conexión aprobado en el EPO corresponde a una instalación futura que cuenta con EPO aprobado y este último pierde su vigencia.”

Comentario

Se debe modificar el texto de la disposición bajo comentario, y en reemplazar “los informes de OSINERGMIN o el MINEM”, por una “Resolución del MINEM” que sirva de sustento al cambio de Punto de Conexión.

Sustento

En principio debe tenerse en cuenta que los informes emitidos por el MINEM y el Osinergmin no tienen fuerza vinculante para modificar un Punto de

Conexión aprobado por el COES en el EPO de un proyecto (dichas entidades no pueden modificar decisiones COES) o modificar el Punto de Conexión definido en la Concesión Definitiva o Autorización de Generación de un proyecto (estas solo se modifican con una Resolución Ministerial modificatoria de la concesión).

De esta forma, no se entiende a que informes de Osinerghmin o el MINEM se refiere la propuesta de procedimiento. En principio, vía este procedimiento no puede darse encargados específicos (relacionados al Punto de Conexión) al Osinerghmin o el MINEM, dado que la competencia de dichas entidades nace por la Ley y sus reglamentos que la desarrollan. Descartada esta opción, y de la revisión de las funciones vigentes del MINEM y Osinerghmin, no hay alguna función o competencia relacionada a informes que le encarguen a dichas entidades, a tener una información actualizada sobre los Puntos de Conexión.

Es importante señalar que, Osinerghmin en el marco de su función supervisora de los proyectos del sector energía, basa sus ENERGIA RENOVABLE DEL SUR ortes exclusivamente en la información de índole contractual que le remite el Ministerio de Energía y Minas, en su calidad de Concedente, y únicamente en temas no relacionados a los contratos de concesión, a la información remitida por los concesionarios.

Por este motivo, dado que la definición del Punto de Conexión ante el MINEM tiene naturaleza exclusivamente contractual pues este se incluye como parte de la concesión definitiva o autorización de generación, el cambio del Punto de Conexión únicamente debe basarse en una resolución del MINEM, pues en su calidad de concedente y en el marco de una solicitud de modificación de la concesión otorgada, es quien se encuentra habilitado a variar el Punto de Conexión del proyecto.

No resulta admisible que la variación del Punto de Conexión se justifique en informes del OSINERGHMIN y MINEM, pues estos no son actos administrativos que resulten vinculantes. Ello más aun considerando que dicho sustento traerá como consecuencia la pérdida de un derecho que se ha adquirido.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 7 de ORYGEN.

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinerghmin al Comentario 7 de ORYGEN. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

Ver opinión del COES al Comentario 13 de REP.

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinerghmin al Comentario 13 de REP. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

15.6 Comentario 6 (INLAND) Procedimental

Ítem 5 - numeral 9.13

"9.13 Conclusión de la vigencia del Certificado de Conformidad del EPO

(...)

5. Cuando se haya modificado o se advierta una condición del Sistema o futura modificación de las características técnicas del Punto de Conexión aprobado en el EPO, y que el COES determine, que esto hace inviable la conexión del proyecto.

(...)

Asimismo, en caso de que el Gestor del Proyecto no remita la información solicitada dentro del plazo señalado en el párrafo precedente, el COES declarará la conclusión de la vigencia de la Conformidad del EPO. Para la causal del inciso 5, el COES solicitará la información necesaria al titular del Punto de Conexión.

(...)

El Gestor de un Proyecto que cuente con un EPO vigente, está habilitado a presentar un nuevo EPO por el mismo proyecto por una única vez sin que el EPO original pierda su vigencia. En este caso, el EPO original mantendrá su vigencia por el periodo previsto en su certificado de aprobación, o esta caducará cuando se apruebe el nuevo EPO, en caso esto sucediera durante el periodo mencionado. En ningún caso se ampliará la vigencia del EPO original más allá del periodo previsto en su certificado de aprobación, ni se mantendrán dos EPOs vigentes por el mismo proyecto."

Comentario

Comentario 1: Se debe precisar que la modificación y/o el cambio futuro en las condiciones se dará cuando dicho cambio cuente con un EO aprobado. Se propone el siguiente texto:

"5. Cuando se haya modificado o se advierta una condición del Sistema o futura modificación de las características técnicas del Punto de Conexión aprobado en el EPO, y que el COES determine, que esto hace inviable la conexión del proyecto, siempre que se cuente con EO aprobado."

Comentario 2: Como consecuencia de lo anterior se debe eliminar la siguiente disposición “el COES solicitará la información necesaria al titular del Punto de Conexión”

Comentario 3: Se debe precisar que el Gestor de un Proyecto que cuente con un EPO vigente, está habilitado a presentar “en cualquier momento” un nuevo EPO por el mismo proyecto por una única vez sin que el EPO original pierda su vigencia.

Sustento

Sustento comentario 1: El cambio propuesto se fundamenta en que la pérdida de un derecho como la obtención de un EPO debe estar justificada por la alta certidumbre de la modificación de las características técnicas del Punto de Conexión. Por ese motivo, siendo que resulta necesario que esta causal sea evaluada de forma objetiva es necesario requerir que se cuente con un EO aprobado.

Sustento comentario 2: Como consecuencia de ello, si se admite que la exigencia debe ser contar con un EO, no sería necesario solicitar información sobre el Punto de Conexión para verificar si es que existe modificación a alguna condición del Sistema o alguna futura modificación de las características técnicas del Punto de Conexión aprobado en el EPO.

Sustento comentario 3: Por otro lado, respecto al último párrafo del numeral 9.13, para fines de predictibilidad se debe precisar que “en cualquier momento” el Gestor de un Proyecto que cuente con un EPO vigente, estará habilitado a presentar un nuevo EPO por el mismo proyecto, sin que el EPO original pierda su vigencia.

Por todo lo anterior, corresponde la modificación del artículo bajo comentario considerando los cambios propuestos.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Respecto al comentario 1, cabe precisar que no todos los cambios en las características técnicas del Punto de Conexión necesariamente se sustentarían con un EO, por ejemplo, la disminución de la capacidad de transmisión de una línea de transmisión existente que se vea afectada por envejecimiento o por servidumbre.

Respecto al comentario 2, de lo indicado en el párrafo anterior, se sugiere mantener el texto.

Respecto al comentario 3, no se considera necesario realizar la precisión sugerida dado que es implícito que, en cualquier momento, siempre que el

Gestor del Proyecto cuente con un EPO vigente, pueda presentar por única vez un nuevo EPO manteniendo vigente el EPO original.

Por lo tanto, se sugiere no aceptar la propuesta de cambio.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

15.7 Comentario 7 (INLAND) Procedimental

Numeral 9.14

“9.14 EPOs elaborados por el COES, incluidos en los anteproyectos del Plan de Transmisión

En la propuesta del Plan de Transmisión que elabore el COES conforme a lo dispuesto en el Reglamento de Transmisión, deberá incluir los EPOs de los anteproyectos contemplados en dicho Plan.

Para tal efecto, en la fecha de presentación de la Propuesta del Plan de Transmisión por parte del COES, este deberá remitir los EPOs de los anteproyectos a los Terceros Involucrados, quienes tendrán un plazo de veinte (20) días hábiles para comunicar al COES sus observaciones.

Posteriormente, el COES tendrá un plazo de veinticinco (25) días hábiles para remitir a los Terceros Involucrados la absolución de observaciones. Los Terceros Involucrados tendrán un plazo de diez (10) días hábiles para comunicar al COES sus observaciones

a la absolución de observaciones. El COES publicará la Propuesta Definitiva del Plan de Transmisión, considerando la absolución de las observaciones formuladas por los Terceros Involucrados.

La vigencia de los EPOs elaborados por el COES, incluidos en los anteproyectos de los proyectos del Plan de Transmisión, es de dos años posteriores al año de conexión al SEIN previsto en dichos EPOs.

Antes de que se venza la vigencia de los dos años indicada anteriormente, el Gestor del Proyecto podrá solicitar al COES la ampliación de la vigencia del EPO hasta por dos años adicionales. Para este fin, el Gestor del Proyecto deberá evaluar las eventuales modificaciones al equipamiento aprobado en el EPO y presentarlas al COES adjuntando los sustentos técnicos correspondientes. Por su parte, el COES analizará la información recibida en un plazo de treinta (30) días hábiles y, de ser el caso, declarará la ampliación de la vigencia del EPO.

En el caso que se configuren las condiciones indicadas en los incisos 3 y 5 del numeral

9.13 del presente procedimiento, el Gestor del Proyecto podrá solicitar al COES mantener la vigencia del EPO. Para este fin, el Gestor del Proyecto deberá evaluar las eventuales modificaciones al equipamiento aprobado en el EPO y presentarlas al COES adjuntando los sustentos técnicos correspondientes. Por su parte, el COES analizará la información recibida en un plazo de treinta (30) días hábiles y, de ser el caso, declarará la continuidad de la vigencia del EPO.

La vigencia de estos EPOs concluye indefectiblemente por la causal prevista en el inciso 1 del numeral 9.13 del presente procedimiento. (...)”

Comentario

- Se debe modificar los plazos que tiene el COES para remitir los EPOs de los anteproyectos a los Terceros Involucrados.
- Asimismo, debe mantenerse los tres (3) años de vigencia de los EPOs posteriores al año de conexión al SEIN previsto.
- Se debe tener la posibilidad de solicitar la ampliación por dos (2) años más adicionales por el Gestor del Proyecto.
- Se debe agregar que en lo no previsto en el numeral bajo comentario es de aplicación supletoria las reglas previstas en el numeral 9.8 del PR-20, referido al Trámite para la obtención del Certificado de Conformidad del EPO.

Sustento

Por un tema de equidad, los cambios propuestos en los plazos deben ser iguales tanto para el COES como para los Terceros Involucrados, en ese sentido, si el COES tiene 25 días hábiles, el Tercero Involucrado debe tener 25 días hábiles. No se ha justificado las razones por las cuales se brindaría un plazo menor de 10 días hábiles a los Terceros Involucrados.

Por otro lado, no se ha justificado la reducción del plazo de vigencia de los EPOs de 3 a 2 años, por dicho motivo a falta de motivación expresa y considerando que el plazo actual de 3 años resulta razonable, se debe mantener el plazo previsto en el PR-20 vigente. Inclusive, se propone que se deba considerar la posibilidad de incluir que dicho plazo pueda ser prorrogable hasta por dos años adicionales considerando que el Plan de Transmisión se fija para un horizonte de 10 años con lo cual no existirán grandes variaciones en el EPO de los Proyectos.

Por otro lado, se propone la aplicación supletoria de lo previsto en el numeral 9.8 del PR- 20 vigente, debido a que se advierte de la existencia de algunos supuestos cuyas consecuencias no han sido reguladas, como, por ejemplo, aquellos casos en que los

Terceros Involucrados no presenten la absolución de observaciones en el plazo establecido, o que presenten observaciones fuera de los plazos establecidos.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Respecto a la propuesta de modificar los plazos para la revisión del EPO del Plan de Transmisión, bajo un criterio de equidad. Ver respuesta del numeral 15.6.

Respecto a la propuesta de incrementar a 3 años el EPO del Plan de Transmisión, ver respuesta del numeral 10.2. Asimismo, se debe resaltar que en el numeral 9.13 del PR-20 prepublicado se han establecido los criterios mediante los cuales se ha buscado extender lo más posible la vigencia de los EPO, principalmente de aquellos proyectos con alta certidumbre de ingreso.

Respecto a la propuesta de ampliar la vigencia del EPO por 2 años adicionales, corresponde a un criterio ya establecido en el numeral 9.14.

Respecto a incluir la aplicación supletoria de lo establecido en el numeral 9.8 sobre algún aspecto no considerado en el numeral 9.14, este no ha sido considerado debido al plazo reducido con el que se cuenta para el proceso de revisión de los EPO del Plan de Transmisión.

Por lo tanto, se sugiere no aceptar la propuesta de cambio.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

15.8 Comentario 8 (INLAND) Procedimental

Numeral 10.3

"10.3 Necesidad de la obtención de la Conformidad del EO en caso de instalaciones del SCT de los Distribuidores

(...)

En el caso de proyectos del SCT que no necesiten la obtención de la Conformidad del EO, deberán pasar directamente al proceso de integración indicado en el numeral 11 del presente procedimiento."

Comentario

Se debe precisar que la presente disposición no debe ser aplicable a los proyectos comprendidos en el PIT 2021-2025.

Sustento

Actualmente los proyectos de SCT del Plan de Inversiones de Transmisión no requieren pasar por el proceso de integración, no obstante, en caso se apruebe la disposición en los términos propuestos se estaría obligando a que los referidos proyectos que no se les aplique el PR 20 pasen de todas formas por el proceso de integración, afectando con ello los cronogramas y plazos ya aprobados y que vienen siendo ejecutados por los titulares de las Áreas de Demanda.

Por ese motivo, resulta necesario que a los proyectos del PIT 2021-2025 y sus modificatorias no les sea aplicable dicha disposición. Por lo tanto, proponemos que a través de una disposición transitoria se excluya a dichos proyectos de su aplicación.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Los proyectos del PIT suelen tener retrasos por lo que sus periodos de implementación se extienden muchos años después del plan previsto. De otro lado, el proceso de Integración, que incluye, la autorización de conexión, el desarrollo de las Pruebas de Puesta en Servicio y la conformidad de la Integración son procesos muy cortos comparados con los procesos de Pre Operatividad y Operatividad, en donde ya no se define equipamiento sino se envía información del proyecto. Por estas razones no se considera justificable la no aplicación de este proceso en los proyectos del PIT 2021-2025.

Cabe señalar que, la aplicación de esta disposición se definirá principalmente por el nivel de tensión, es decir, los proyectos de instalaciones con niveles de tensión por encima de los 100 kV (nivel que es concordante con la NTCOTRSI), que no requieren de EPO ni EO, deberán pasar por el proceso de integración.

Por lo tanto, se sugiere no incorporarlo en la Disposiciones Complementarias Transitorias, considerado en la respuesta del numeral 5.1.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

15.9 Comentario 9 (INLAND) Procedimental

Numeral 10.6

"10.6 Alcance del EO

(...)

Previo a la presentación del EO, el Gestor del Proyecto solicitará al COES la determinación de su alcance, para lo cual debe remitir el diagrama unifilar,

las características técnicas del proyecto y el cronograma de ejecución del proyecto en el que se indique el año al mes estimado de ingreso del proyecto.
(...)

El documento de alcances del EO emitido por el COES tendrá una validez de seis (06) meses, tiempo en que el Gestor del Proyecto deberá presentar el EO. En proyectos cuya complejidad técnica lo amerite, el COES podrá establecer un plazo de validez mayor, a solicitud del Gestor del Proyecto expresado en su carta de solicitud de alcances. El plazo de validez del documento de alcances del EO es improrrogable. Los proyectos e instalaciones indicados en el inciso 4 del numeral 10.7 que surjan con posterioridad a la emisión del documento del alcance hasta la presentación del EO, solo serán evaluados como casos adicionales a solicitud del COES, en los escenarios más relevantes para la operación segura y eficiente del SEIN, siempre que el EO haya sido presentado dentro del periodo de validez del documento de alcance.”

Comentarios

- Se debe modificar el plazo de validez del documento de alcances del EO a doce (12) meses.
- Precisar el término “escenarios más relevantes para el SEIN”

Sustento:

El Proyecto añade un nuevo plazo, toda vez que establece que el documento de alcances del EO tendrá una validez de seis (06) meses.

Al respecto, consideramos que este plazo debe ampliarse a doce (12) meses, en virtud del principio de razonabilidad establecido en el numeral 1.4. del artículo 1 del Título Preliminar del Texto Único Ordenado de la Ley de Procedimiento Administrativo General, por la naturaleza de los sistemas eléctricos, ya que estos no cambian rápidamente, motivo por el cual las condiciones indicadas en el documento que contiene los alcances del EO deben tener un plazo razonable. Se debe considerar que el gestor del Proyecto no tiene ningún incentivo a retrasar el proyecto, todo lo contrario, es el principal interesado en que la operación comercial se efectúe en el menor plazo posible por lo que no hay motivos para que considere un plazo de seis meses.

Asimismo, es preciso resaltar que el Proyecto incurre en un vicio de motivación al disponer que el plazo de vigencia del mencionado documento sea de seis meses, dado que la Exposición de Motivos no sustenta el motivo de colocar dicho plazo, por lo cual resulta un plazo totalmente arbitrario.

Por otro lado, corresponde que se precise el término “escenarios más relevantes para el SEIN” a efectos de que su interpretación no se efectúe de forma discrecional por el COES y se dé predictibilidad al Gestor del Proyecto sobre los alcances que abarca dicho supuesto.

Opinión del COES

Sugerencia parcialmente aceptada.

Respecto a incrementar el plazo de validez del documento de alcance, ver respuesta del numeral 8.7.

Respecto a los escenarios más relevantes, este criterio ha sido adecuado en los numerales 9.5 y 10.6 del PR-20 prepublicado. Ver opinión del COES al Comentario 3 de la SPR y al Comentario 10 de ENGIE.

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinerghmin al Comentario 3 de la SPR y al Comentario 10 de ENGIE.

15.10 Comentario 10 (INLAND) Procedimental

Numeral 10.7

“10.7 Requisitos para la presentación del EO

(...)

5. En el caso de un proyecto que ingresen al SEIN por etapas, este podrá gestionarse en un solo EO o en EOs independientes para cada una de las etapas, que incluyan los estudios previstos en el Anexo 3 del presente procedimiento y el establecidos por el COES en el alcance del EO.”

Comentario

Se debe precisar que las etapas deben ser propuestas por el Gestor del Proyecto.

Sustento

El Proyecto establece que en el caso de un proyecto que ingrese al SEIN por etapas, este podrá gestionarse en un solo EO o en EOs independientes para cada una de las etapas.

Al respecto, es preciso resaltar que en virtud de que el Gestor del Proyecto es quién conoce y posee toda la información respecto del alcance del proyecto en cuestión, es quien debe de proponer las etapas del proyecto y no el COES. Cabe señalar que el Gestor del Proyecto tiene incentivos para que las etapas del proyecto sea la menor posible, considerando que resulta de su interés que la totalidad del proyecto pueda entrar en operación comercial en el menor plazo posible para así inyectar en el SEIN.

En ese sentido, resulta prudente precisar que las etapas deberán ser propuestas por el Gestor del Proyecto.

Opinión del COES

Consulta atendida.

Ver opinión del COES al Comentario 2 de INLAND.

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinerghmin al Comentario 2 de INLAND. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

15.11 Comentario 11 (INLAND) Procedimental

Numeral 11.1

"11.1 Finalidad del procedimiento de conformidad de integración de instalaciones al SEIN

El proceso de integración de instalaciones al SEIN tiene como finalidad verificar que las nuevas instalaciones que se conecten al SEIN cuenten con los títulos habilitantes requeridos, así como con los ajustes adecuados de los equipos de protección y de los controladores; y la recepción adecuada de las señales en tiempo real.

El Certificado de Conformidad de Integración de instalaciones al SEIN es necesario para aquellas instalaciones que requieran un EO, y aquellas instalaciones que no requieran un EO considerando el alcance del presente Procedimiento."

Comentario

Se debe precisar que esta modificación no aplica para los proyectos que se encuentran en ejecución, esto es, los proyectos del PIT 2021-2025.

Sustento

El presente numeral establece, tanto las instalaciones que quieran EO como las que no, deberán contar con el Certificado de Conformidad de Integración de instalaciones del SEIN.

Al respecto, se debe precisar que esta modificación no debe aplicar a los proyectos del PIT 2021-2025 y sus modificaciones, toda vez que actualmente estos proyectos ya se encuentran en ejecución. De aplicarse esta modificación a los proyectos en ejecución se estaría vulnerando el principio de irretroactividad administrativa. Por ello, sugerimos incluir una disposición transitoria.

Dado que actualmente están en ejecución los proyectos del PIT 2021-2025, esta modificación no debería aplicable a dichos proyectos, por lo que se sugiere incluir una disposición transitoria en ese sentido.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 8 de INLAND.

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinerghmin al Comentario 8 de INLAND. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

15.12 Comentario 12 (INLAND) Procedimental

Numeral 13.1

“13.1 Causales de suspensión de la Operación Comercial o Integración al SEIN
El COES podrá suspender la Operación Comercial o integración al SEIN, en los siguientes casos:

1. Se determine que la documentación y/o información presentada por el Titular de la instalación al COES para obtener la Conformidad de inicio de la Operación Comercial o integración de instalaciones al SEIN, es falsa o incorrecta(...)”

Comentarios

- Se debe precisar qué constituye información incorrecta.
- Se debe precisar que debe ser Osinerghmin, y no el COES, quien podrá suspender la Operación Comercial.

Sustento

El Proyecto señala que el COES podrá suspender la Operación Comercial o integración al SEIN cuando la información presentada por el Titular sea falsa o incorrecta.

Al respecto, se debe precisar a qué se refiere el término “incorrecto”, toda vez que tal como está planteado podría generar problemas de interpretación, al ser un término muy ambiguo. Asimismo, corresponde precisar los criterios que se utilizaran para definir qué calza como incorrecto.

Sin perjuicio de lo señalado, se debe precisar que la autoridad que debe suspender la Operación Comercial o integración al SEIN cuando la información presentada por el Titular sea falsa o incorrecta debe ser el Osinerghmin y no el COES, toda vez que el COES al tener esta competencia sería juez y parte, lo cual resulta ser arbitrario.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

El proceso de Operación Comercial considerado en el PR-20 aplica a las unidades y/o centrales de generación, en ese sentido el Inicio de Operación Comercial es otorgada por el COES y en consecuencia, es el COES quien podrá suspenderla o concluirla.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

15.13 Comentario 13 (INLAND) Requisitos Generales PR-20

Tabla 2.5 del numeral 2.4.3 del Capítulo 2 del Anexo 1

Debe retirarse los rangos no permitidos de constantes de inercia para los Generadores.

Sustento

El numeral 31 del artículo 1 de la Ley 28832, establece que los Servicios Complementarios son los servicios necesarios para asegurar el transporte de la electricidad desde la generación hasta la demanda en condiciones de calidad y fiabilidad.

El numeral 4.2 del Reglamento Mayorista de Electricidad establece que la definición de los Servicios Complementarios, así como de su remuneración por parte de los Participantes, se efectúa de acuerdo con lo establecido en la Norma Técnica para la Coordinación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados (NTCOTRSEI) o la norma que la sustituya.

En concordancia con el citado numeral del Reglamento del Mercado Mayorista de Electricidad, se establece que de conformidad con el numeral 6.1.1. de NTCOTRSEI, los Servicios Complementarios definidos por el Ministerio de Energía y Minas, son los siguientes:

- a) Reserva rotante;
- b) Regulación de frecuencia;
- c) Regulación de tensión y/o suministros locales de reactivos;
- d) Grupos de arranque rápido por emergencia (reserva fría);

Como se advierte, es en la NTCOTRSEI que debe incluirse los diferentes mecanismos de Servicios Complementarios disponibles en la regulación, a fin de asegurar la operación segura del sistema eléctrico, por lo que, de no existir un tipo de Servicio Complementario definido en la NTCOTRSEI, el mismo no podría ser creados vía un Procedimiento Técnico del COES. En efecto, en el

caso de la NTCOTRSEI la misma esa aprobada por la Dirección General de Electricidad del Ministerio de Energía y Minas (MINEM) como parte de su política de establecer las medidas orientadas a garantizar la seguridad y calidad del suministro eléctrico, en tanto que el Procedimiento Técnico del COES aprobado por el Osinerghmin, tiene por finalidad las normas de detalles de las políticas dictadas por el MINEM.

De acuerdo a ello, siendo que la inercia sintética constituye un mecanismo de Control Rápido de Frecuencia, el cual a su vez es un tipo de Servicio Complementario, su inclusión en la propuesta de Procedimiento Técnico del COES está condicionada a que previamente el Ministerio de Energía y Minas lo incluya como parte de los mecanismos para regular la frecuencia existente en la NTCOTRSEI. Lo indicado permitirá también que el Ministerio de Energía y Minas defina si la inercia debe ser prestada en condiciones de competencia, así como los responsables de pago por la misma.

Lo antes expuesto es consistente con el hecho de que el Ministerio de Energía y Minas mediante la Resolución Ministerial 026-2024-MINEM/DM ha incluido como parte de la Agenda Temprana Regulatoria, al problema público referido a la afectación a la seguridad y confiabilidad del SEIN debido al incremento de la generación con RER, haciéndose expresa mención a los requerimientos de inercia que deben tener todas las centrales de generación eléctrica.

Finalmente, en caso el Osinerghmin persista en aprobar la disposición objeto de comentario para las centrales de generación no convencionales, la misma debe ser aplicable únicamente para los proyectos nuevos, es decir para aquellos que no tengan Operación Comercial, o inclusive, aquellos que aún no hayan obtenido una concesión definitiva de generación eléctrica, dado que el marco regulatorio considerado para efectuar inversiones para la construcción y/u operación de las centrales eléctricas existente, no había considerado la exigencia de contar con inercia sintética, generándose un impacto económico-financiero a las centrales en operación o con concesión definitiva en caso se exija la realización de inversiones, a efectos de contar con los requerimientos de inercia.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 7 de la SPR.

Con respecto a su aplicación sobre instalaciones existentes y/o nuevas, esta será determinada por Osinerghmin en las disposiciones de la resolución de aprobación.

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinerghmin al Comentario 7 de la SPR.

15.14 Comentario 14 (INLAND) Requisitos Generales PR-20

4ta viñeta del numeral 2.3.1 del Anexo 1

"2.3.1 Criterios para la Conexión en Líneas de Transmisión

(...)

Las líneas de transmisión del STTN existentes o líneas de proyectos del STTN aprobados en el Plan de Transmisión, previa evaluación, solo podrán admitir el seccionamiento cuando las nuevas instalaciones no conlleven incrementos de refuerzos o nuevas instalaciones de transmisión para el horizonte evaluado en el Plan de Transmisión vigente; caso contrario, solo se permitirá la conexión de nuevas instalaciones en las subestaciones extremas. Dicha evaluación se realizará mediante las simulaciones necesarias con los mismos criterios utilizados en el Plan de Transmisión.

(...) "

Comentario

Debe permitirse el seccionamiento de líneas de transmisión del STTN¹, siempre que no generen perjuicios a la calidad o encarecimiento del servicio de transmisión de energía eléctrica

Sustento

En principio, debe indicarse que, el artículo 62-B del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas ha incorporado al marco regulatorio con el Decreto Supremo N° 018-2016-EM, la regulación aplicable a los seccionamientos de líneas de transmisión del Sistema Garantizado de Transmisión, los cuales en su gran mayoría calzan con la definición de STTN. En tal sentido, la sola existencia del artículo 62-B del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas evidencia que la política sectorial definida por el Ministerio de Energía y Minas es permitir los seccionamientos de líneas de transmisión; con lo cual, es evidente que la prohibición de los seccionamientos de los STTN debe ser definida en un Decreto Supremo modificatorio del citado artículo 62-B del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, no pudiéndose incluir una prohibición de dicha modalidad de acceso e interconexión a los Sistemas de Transmisión en un Procedimiento Técnico del COES.

En esa misma línea, en el *"Informe: Esquema para la mejora en la implementación de nueva infraestructura de transmisión eléctrica"* ENERGIA RENOVABLE DEL SUR arado por el Grupo de Trabajo de Transmisión de Energía Eléctrica de la Comisión Multisectorial para la Reforma del Subsector Eléctrico,

se concluye que deben aprobarse lineamientos de política para los seccionamientos de líneas de transmisión de los SGT y SPT. Evidentemente tales lineamientos de política no pueden formar parte de un Procedimiento Técnico del COES, sino de un Decreto Supremo propuesto por el Ministerio de Energía y Minas, como única entidad competente para definir la política del subsector eléctrico.

“Para el tema relacionado con las Condiciones de Acceso y Seccionamiento de líneas del SPT y SGT, se proponen lineamientos generales de política que se necesitaría consensuar con ENERGIA RENOVABLE DEL SUR representantes de los agentes y luego desarrollarlos, tales como: i) anticipar los requerimientos de conexiones y seccionamientos, ii) requisitos técnicos, iii) cautela de derechos y obligaciones de los agentes, y v) transparencia en la información.”²

En todo caso, lo que si queda en evidencia de los informes del COES que sustentan la prohibición absoluta a los seccionamientos a las líneas de transmisión que califican como SSTN, es que no se cuenta con evidencia técnica y fáctica que sustente tal prohibición, convirtiendo la regla impuesta no solamente contraria a la política regulatoria definida en el artículo 62-B del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, sino también en irrazonable dado que no se demuestra que para todos los casos se generarían perjuicios al sistema eléctrico por el seccionamiento de líneas de transmisión que conforman el SSTN.

Nuestra postura de que no debe prohibirse de forma absoluta el seccionamiento de líneas de transmisión que conforman el SSTN es compartida en el “Informe: Esquema para la mejora en la implementación de nueva infraestructura de transmisión eléctrica” pENERGIA RENOVABLE DEL SUR arado por el Grupo de Trabajo de Transmisión de Energía Eléctrica de la Comisión Multisectorial para la Reforma del Subsector Eléctrico, cuya recomendación fue que los seccionamientos debían ser objeto de evaluación, en el marco de los estudios de la planificación de la transmisión eléctrica que cada 2 años el COES realiza de forma obligatoria como parte de la aprobación del Plan de Transmisión.

Cabe señalar que, si bien coincidimos con el “Informe: Esquema para la mejora en la implementación de nueva infraestructura de transmisión eléctrica” en el extremo de que las solicitudes de seccionamiento deben ser objeto de una evaluación por parte del COES sobre la base de lineamiento de política (definidas por el Ministerio de Energía y Minas), si consideramos que la propuesta incluida en su contenido, referida a que las solicitudes de seccionamiento sean evaluadas en cada actualización del Plan de Transmisión (cada 2 años) no resulta viable, en la medida que el desarrollador de un proyecto de generación o de demanda que requiera seccionar una

línea tendría un impacto directo en su proyecto, en el supuesto que luego de 2 años de esperar la evaluación de su solicitud esta sea denegada, teniendo que ENERGIA RENOVABLE DEL SUR lanzar su proyecto con los costos que ello involucra, lo cual inclusive puede inclusive poner en riesgo su viabilidad.

Por lo expuesto, en caso el Osinerghmin persista en aprobar la disposición objeto de comentario, proponemos que la evaluación del impacto en la planificación de la transmisión producto del seccionamiento sea objeto de evaluación en el marco del EPO del proyecto involucrado, considerando para ello las simulaciones utilizadas en el Plan de Transmisión vigente.

“2.3.1 Criterios para la Conexión en Líneas de Transmisión

(...)

Las líneas de transmisión del STTN existentes o líneas de proyectos del STTN aprobados en el Plan de Transmisión, previa evaluación, solo podrán admitir el seccionamiento cuando las nuevas instalaciones no conlleven incrementos de refuerzos o nuevas instalaciones de transmisión para el horizonte evaluado en el Plan de Transmisión vigente; caso contrario, solo se permitirá la conexión de nuevas instalaciones en las subestaciones extremas. Dicha evaluación se realizará mediante las simulaciones necesarias con los mismos criterios utilizados en el Plan de Transmisión.

Nuestra propuesta redundará en beneficios complementarios dado que generará menor impacto ambiental, reducirá pérdidas de energía para evacuar al SEIN la producción de electricidad y minimizar los costos de inversión de los proyectos de transmisión. Además, no pondrá en riesgo la viabilidad de los proyectos de generación o demanda que deben seccionar líneas de transmisión del STTN por tener que esperar cada 2 años la actualización del Plan de Transmisión, a efectos de conocer si el COES otorgará la autorización para seccionar la línea de transmisión.

Opinión del COES

Sugerencia aceptada.

En atención a los argumentos indicados se ha incluido en la tabla 2.1 del numeral 2.3.1 del capítulo 2 del Anexo 1 del PR-20 prepublicado, los criterios que se deberán cumplir en los nuevos proyectos que prevean el seccionamiento de líneas del STTN (500 kV).

Al respecto, en el caso del criterio de “Distancia mínima entre la subestación existente y el punto de seccionamiento”, se ha considerado una distancia de 70 km que corresponde a la longitud en la que se requiere realizar una transposición completa según lo considerado en el numeral 3.3.5 del capítulo 3 del Anexo 1 del PR-20 prepublicado. Asimismo, de manera excepcional el COES evaluará aquellos casos en los que se infrinja mínimamente alguno de

los criterios de seccionamiento de la tabla 2.1, los cuales deberán ser debidamente sustentados por el Gestor del Proyecto en el EPO.

Por lo tanto, se sugiere modificar el numeral 2.3.1 del capítulo 2 del Anexo 1 del PR-20 prepublicado. Ver las modificaciones en la opinión del COES al Comentario 23 de ENGIE.

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinerghmin al Comentario 23 de ENGIE.

16. Comentarios del Subcomité de Transmisores del COES (ST-COES)

16.1 Comentario 1 (ST-COES) Procedimental

Numeral 9.5 Alcance del EPO

"9.5

(...)

El documento de alcances del EPO tendrá una validez de seis (06) meses, tiempo en el que el Gestor del Proyecto deberá presentar el EPO. En proyectos cuya complejidad técnica lo amerite, el COES podrá establecer un plazo de validez mayor, a solicitud del Gestor de Proyectos, expresado en su carta de solicitud de alcances. El plazo de validez establecido en el documento de alcances del EPO es improrrogable."

Se observa lo siguiente:

- No se especifica cual será el proceso que se deberá seguir el Gestor para solicitar un mayor plazo de validez.
- Pasados los 6 meses, y al perder vigencia el documento de alcance, el Gestor del proyecto deberá solicitar nuevamente la determinación del alcance del proyecto al COES, generando un reproceso.
- Si el plazo de validez del documento es insuficiente para presentar la versión inicial del estudio, el Gestor del Proyecto debería tener una opción de ampliación de plazo por 6 meses adicionales, por única vez, presentando el sustento de su pedido para consideración del COES.

Sustento:

Al respecto, se debe considerar lo siguiente:

- Se debe especificar los pasos a seguir, requisitos necesarios y etapa (periodo) para solicitar un plazo de validez mayor a fin de tener una mayor claridad del proceso a seguir.

- Se debe reconsiderar el limitar el plazo para la vigencia del documento de alcance, dado que el incorporar un nuevo hito podría conllevar a reiniciar el proceso, significando una demora en la aprobación del EPO (considerando que todos los agentes toman los plazos máximos, establecidos en el PR-20 vigente, para dar respuesta, generar observaciones y continuar la gestión). Sin perjuicio de lo mencionado anteriormente, consideramos que, si se requiere definir un plazo máximo para la presentación del EPO desde la determinación del alcance por el COES, éste se defina como mínimo en 12 meses, con opción de prórroga a evaluación de COES.
- La propuesta del COES señala que el plazo de validez del documento es improrrogable, lo cual generaría un perjuicio en plazos, si el periodo de validez del documento es insuficiente para presentar la versión inicial del estudio, por ello se debe considerar que el Gestor del Proyecto pueda solicitar una ampliación de plazo por 6 meses adicionales, por única vez, presentando el sustento de su pedido para consideración del COES.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 7 de la SNMPE.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinergmin al Comentario 7 de la SNMPE. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

16.2 Comentario 2 (ST-COES) Procedimental

Incisos 1 y 5 del numeral 9.13

El Proyecto Normativo considera en los incisos 1 y 5 del numeral 9.13 que la vigencia del Certificado de Conformidad del EPO concluye entre otros:

"1. Cuando, de acuerdo a los informes de OSINERGMIN o el MINEM, se advierta que el proyecto no se conectará en el Punto de Conexión aprobado en el EPO o cuando el Punto de Conexión aprobado en el EPO corresponde a una instalación futura que cuenta con EPO aprobado y este último pierde su vigencia.

(...)

5. Cuando se haya modificado o se advierta una condición del Sistema o futura modificación de las características técnicas del Punto de Conexión aprobado en el EPO, y que el COES determine, que esto hace inviable la conexión del proyecto.

(...)”

Respecto a los proyectos del SGT que ya tienen un punto de conexión y un alcance, no deberían afectarse, ni tampoco deberían estar expuestos a que se les retire el EPO, dado que estos puntos de conexión están establecidos en Contratos.

Sustento:

No se debería dar esta posibilidad, dado que estos puntos de conexión están establecidos en Contratos y la modificación de puntos de conexión conlleva a incumplimientos y penalidades, por lo cual el COES debería garantizar que no se muevan dichos puntos de conexión, más aún teniendo en cuenta que los puntos de conexión han sido definidos en los Planes de Transmisión.

Opinión del COES

Sugerencia parcialmente aceptada.

Respecto al inciso 1 no está previsto realizar modificaciones.

Ver opinión del COES al Comentario 7 de ORYGEN.

Respecto al inciso 5, ver opinión del COES al Comentario 8 de la SNPME y al Comentario 2 de REP.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinergmin al Comentario 8 de la SNPME y al Comentario 2 de REP.

16.3 Comentario 3 (ST-COES) Procedimental

Numeral 9.14

Respecto a la remisión de los anteproyectos a los Terceros Involucrados, se debe precisar a qué etapa se hace referencia, la cual deberá corresponder a una etapa previa a la presentación de la Propuesta Preliminar.

Además, se debe evaluar el tratamiento para los casos donde el COES señala no tener competencia para opinar, dado que corresponde posiblemente a opinión del MINEM. En estos casos, se debe prever que la absolución de observaciones del COES debe venir acompañado de la respuesta del MINEM. La cual también debería estar considerada previa a la presentación de la Propuesta Preliminar.

Sustento:

Se destaca la importancia de la remisión de anteproyectos a terceros involucrados, ya que permite identificar y resolver posibles conflictos antes de la construcción del proyecto. Sin embargo, es necesario tener en cuenta que

la falta de claridad en cuanto a los plazos y la responsabilidad de cada parte puede generar retrasos y confusiones en el proceso.

Además, se sugiere que la respuesta del MINEM acompañe la absolución de las observaciones del COES, para evitar confusiones y asegurar la continuidad del proceso de aprobación del proyecto.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 3 de REP.

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinerghmin al Comentario 3 de REP. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

16.4 Comentario 4 (ST-COES) Procedimental

Numeral 9.14

“

(...) En el caso que se configuren las condiciones indicadas en los incisos 3 y 5 del numeral 9.13 del presente procedimiento, el Gestor del Proyecto podrá solicitar al COES mantener la vigencia del EPO. Para este fin, el Gestor del Proyecto deberá evaluar las eventuales modificaciones al equipamiento aprobado en el EPO y presentarlas al COES adjuntando los sustentos técnicos correspondientes. Por su parte, el COES analizará la información recibida en un plazo de treinta (30) días hábiles y, de ser el caso, declarará la continuidad de la vigencia del EPO.

(...)”

Con respecto a las eventuales modificaciones al equipamiento aprobado en el EPO, que no han sido solicitadas por el Gestor, sino que han sido propuestas por otros agentes, se observa que se estaría trasladando responsabilidades al Gestor que debería sustentar eventualidades que el Gestor no ocasionó, por lo cual el COES debería garantizar y mantener las condiciones mínimas.

Sustento:

El COES debe garantizar mantener las condiciones mínimas, sobre todo lo relacionado a la conexión, por lo cual los EPOs posteriores a la aprobación del Plan de Transmisión deberían adecuarse considerando como premisa las condiciones del PT aprobado, y no impactar ni modificar las condiciones mínimas de los EPOs aprobados del PT.

Opinión del COES

Sugerencia aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 4 de REP.

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinerghmin al Comentario 4 de REP.

16.5 Comentario 5 (ST-COES) Procedimental

Numeral 9.14

Respecto al último párrafo propuesto del numeral 9.14, *“La vigencia de estos EPOs concluye indefectiblemente por la causal prevista en el inciso 1 del numeral 9.13 del presente procedimiento.”*

En caso se active este párrafo debe existir un mecanismo para obtener un nuevo EPO o en todo caso debería ser remplazado por un procedimiento que permita dar la posibilidad de brindar un nuevo EPO o actualizarlo.

Opinión del COES

Sugerencia aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 5 de REP.

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinerghmin al Comentario 5 de REP.

16.6 Comentario 6 (ST-COES) Procedimental

Numeral 11.1 Numerals 11.4 De la autorización de conexión para Pruebas de Puesta en Servicio

Numeral 3.2 del Anexo N° 4

Respecto a la autorización de conexión para Pruebas de Puesta en Servicio, no se debería considerar como requisito tener la concesión definitiva, dado que, según lo indicado en el sustento, la concesión definitiva para los proyectos de transmisión estrictamente es el título habilitante para la prestación del servicio de transmisión, el cual inicia a partir de su puesta en operación comercial.

Sin embargo, en el PR-20 se condiciona que para el inicio de pruebas, es decir en la etapa de solicitud para la autorización de pruebas, es necesario contar con dicho documento administrativo, a pesar de que el proyecto aún se encuentra en su etapa de construcción.

En ese sentido, y en cumplimiento con lo señalado en la LCE se debe modificar el PR-20 de la siguiente manera:

- 1) Excluir en el numeral 11.1 el requisito “El proceso de integración de instalaciones al SEIN tiene como finalidad verificar que las nuevas instalaciones que se conecten al SEIN cuenten con los títulos habilitantes requeridos, así como con los ajustes adecuados de los equipos de protección y de los controladores; y la recepción adecuada de las señales en tiempo real” específicamente para los proyectos de transmisión producto de un proceso de licitación pública, puesto que estos tienen un plazo de vigencia que solo cubre el periodo de operación comercial.
- 2) Excluir en el numeral 11.4.1 de la lista de requisitos para solicitar la autorización de conexión para Pruebas de puesta en Servicio el requisito N° 2 *“Contar con el título habilitante otorgado por la autoridad competente. En los casos que la actividad pueda ser desarrollada sin requerir concesión o autorización, el Titular de la Instalación deberá adjuntar copia de la comunicación remitida al MINEM, mediante la cual acredite el cumplimiento del artículo 7 de la Ley de Concesiones Eléctricas”*, específicamente para los proyectos de transmisión producto de un proceso de licitación pública, puesto que estos tienen un plazo de vigencia que solo cubre el periodo de operación comercial.
- 3) Igualmente, excluir en el numeral 3.2 del Anexo N° 4 el requisito *“Copia del título habilitante. En el caso de los supuestos señalados en el artículo 7 de la Ley de Concesiones Eléctricas, el Titular de la Instalación deberá presentar una declaración jurada firmada por su representante legal, respecto de que las instalaciones no requieren de título habilitante. La declaración jurada debe tener cargo de presentación al Ministerio de Energía y Minas y al OSINERGMIN”*, específicamente para los proyectos de transmisión producto de un proceso de licitación pública, puesto que estos tienen un plazo de vigencia que solo cubre el periodo de operación comercial.

Como complemento, se debe tener en cuenta que conforme lo establece el Artículo 32 de la LCE, los integrantes del COES están obligados a cumplir las disposiciones que emita dicho Comité, por lo cual las empresas de transmisión, independiente del título habilitante, deberán asumir todas las responsabilidades de las actividades que realicen previo a la puesta en operación comercial. En este sentido, el requisito que se debería exigir es que las empresas que estén desarrollando los proyectos de transmisión producto de una licitación pública formen parte del COES de manera oportuna y previa al inicio de las pruebas necesarias.

“Artículo 32.- Los integrantes del COES están obligados a cumplir las disposiciones que emita dicho Comité.”

Sustento:

La LCE establece en sus artículos 3 y 24 que la Concesión Definitiva es requerida y permite la utilización de bienes de uso público y derechos de imposición de servidumbre para la construcción y operación de centrales de generación, instalaciones de transmisión, entre otros.

“Artículo 3.- Se requiere concesión definitiva para el desarrollo de cada una de las siguientes actividades:

a) La generación de energía eléctrica que utilice recursos hidráulicos, con potencia instalada mayor de 500 KW;

b) La transmisión de energía eléctrica, cuando las instalaciones afecten bienes del Estado y/o requieran la imposición de servidumbre por parte de éste;

c) La distribución de energía eléctrica con carácter de Servicio Público de Electricidad, cuando la demanda supere los 500 KW; y,

d) La generación de energía eléctrica con recursos Energéticos Renovables conforme a la Ley de la materia, con potencia instalada mayor de 500 KW.”

“Artículo 24.- La concesión definitiva permite utilizar bienes de uso público y el derecho de obtener la imposición de servidumbres para la construcción y operación de centrales de generación y obras conexas, subestaciones y líneas de transmisión, así como también de redes y subestaciones de distribución para Servicio Público de Electricidad.”

Asimismo, el artículo 22 de la LCE establece que se otorga la concesión definitiva para el desarrollo de las actividades eléctricas, y particularmente precisa que en caso esta se otorgue como resultado de una licitación pública, el plazo de las concesiones definitivas será como máximo de 30 años. Es decir, hace referencia explícita al periodo de operación comercial establecida en los contratos de concesión, el cual corresponde a 30 años.

*“Artículo 22.- La concesión definitiva y la autorización se otorgan por plazo indefinido para el desarrollo de las actividades eléctricas. **El plazo de las concesiones definitivas que se otorgan como resultado de una licitación pública realizada por el Ministerio de Energía y Minas o la entidad a que este encargue es el plazo fijado en la propia licitación, siendo como máximo treinta años.**”*

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 3 de la SNMPE.

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinerghmin al Comentario 3 de la SNMPE.

16.7 Comentario 7 (ST-COES) BESS

Anexo 1 Requisitos Técnicos Mínimos de instalaciones de equipos estáticos de almacenamiento de energía – BESS

Sobre la incorporación y consideraciones para equipos de almacenamiento de energía:

En el Anexo 1 del PR-20, se debe considerar a los sistemas de almacenamiento e incorporar los Requisitos Técnicos Mínimos de instalaciones de equipos estáticos de almacenamiento de energía – BESS.

En el archivo adjunto complementario al presente documento se propone diversas modificaciones en control de cambios para incorporar a los Sistemas de Almacenamiento en el Anexo 1 del PR-20.

Sustento:

Como parte de la evaluación de observaciones para la aprobación del Plan de Transmisión 2023-2032 (Anexo 1 del Informe Técnico N° 0099- 2022 MINEM/DGE-DEPE). El MINEM señala que el COES deberá considerar a los Sistemas de Almacenamiento BESS en la actualización del Plan de Transmisión 2025-2034.

Asimismo, el MINEM señala que se debe realizar las adecuaciones en la Norma respectiva para incluir las tecnologías de almacenamiento.

Por lo indicado, se debe considerar las adecuaciones propuestas en el archivo adjunto complementario al presente documento.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 7 de REP.

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinerghmin al Comentario 7 de REP.

16.8 Comentario 8 (ST-COES) Requisitos Generales PR-20

Sobre la importancia de prioridad y sentido de urgencia de proyectos declarados como proyectos priorizados o de interés nacional

Es importante destacar que la prioridad y el sentido de urgencia en la implementación de proyectos declarados como proyectos priorizados o

declarados de interés nacional, son fundamentales para garantizar su éxito y maximizar su impacto económico y social. Se precisa que estos proyectos cuentan con esta calificación debido a que influyen en el desarrollo del país y, por lo tanto, su demora o retraso pueden afectar negativamente el crecimiento económico y la calidad de vida de la población.

Esta declaración de proyectos priorizados o de interés nacional se realiza en el marco de la Constitución Política del Perú (art. 118) y el marco del Plan Nacional de Infraestructura para la Competitividad (PNIC). En ese sentido, se señala que varios de los proyectos de inversión eléctrica de gran alcance y envergadura, cuentan con esta calificación, como por ejemplo es el proyecto “Enlace 500 kV Mantaro-Nueva Yanango-Carapongo”, entre otros, debido a que su implementación es fundamental para atender las necesidades energéticas y de infraestructura del país.

Al respecto, en la gestión de autorizaciones y permisos dentro del marco de aprobaciones para la autorización de cortes asociado con la construcción de un proyecto, existe la problemática que dichas gestiones se desaprueban porque, de acuerdo con la normativa establecida en el PR-20, se debe contar con la aprobación de los terceros involucrados, y que derivan en demoras en las coordinaciones y en muchas ocasiones desacuerdos para establecer las fechas específicas de intervención.

Estos retrasos en la programación de las intervenciones y establecimiento de cortes para la conexión de proyectos priorizados afectan la fecha de puesta en operación comercial (POC), con lo cual también se impactan los objetivos priorizados establecidos en el marco del PNIC para el cual estos proyectos fueron calificados.

En consecuencia, en el marco del PR-20 se debería tener un tratamiento especial para los cortes o intervenciones solicitadas para un proyecto declarado como priorizados en el marco del PNIC, a fin de que estos no estén condicionados a exigencias o intereses de terceros no alineados a las necesidades del SEIN en su integridad, ni sean aplazados por indefiniciones en el establecimiento de acuerdos por dichos cortes, sino más bien sea el COES la entidad que analice los diferentes escenarios incluyendo la desatención programada de la demanda y proceda a aprobar los cortes o intervenciones bajo el principio de hacer prevalecer el bien común que es contar con una red más confiable y que contribuirá para el desarrollo del país.

Opinión del COES

Consulta atendida.

Ver opinión del COES al Comentario 8 de REP.

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinerghmin al Comentario 8 de REP.

16.9 Comentario 9 (ST-COES) Requisitos Generales PR-20

Numeral 8.3 del Anexo 2

"8.3. SOBRECARGAS

- *Estado Normal: El ingreso de un proyecto no debe provocar sobrecargas.*

Si en ausencia del proyecto se observan sobrecargas, el ingreso del proyecto no debe incrementarlas. Para el caso de proyectos de demanda no será posible implementar esquemas de rechazo automático para evitar sobrecargas.

Estado de Contingencia: El ingreso de un proyecto no debe provocar sobrecargas post-contingencia (N-1) en los transformadores de potencia y sobrecargas mayores al 20% para el caso de líneas de transmisión. La tolerancia exigida debe respetarse en instalaciones de terceros.

- *Si en ausencia del proyecto se observan sobrecargas mayores al 20%, el ingreso del proyecto no debe incrementarlas.*

En caso no se cumpla este indicador, el Gestor del Proyecto debe implementar como parte del proyecto, el equipamiento necesario que mitigue los problemas de sobrecarga que provoque."

Se propone considerar el siguiente texto:

"8.3. SOBRECARGAS

- *Estado Normal: El ingreso de un proyecto no debe provocar sobrecargas.*

Si en ausencia del proyecto se observan sobrecargas, el ingreso del proyecto no debe incrementarlas. Para el caso de proyectos de demanda no será posible implementar esquemas de rechazo automático para evitar sobrecargas.

- *Estado de Contingencia: El ingreso de un proyecto no debe provocar sobrecargas post-contingencia (N-1) en los transformadores de potencia y sobrecargas mayores al 20% para el caso de líneas de transmisión. La tolerancia exigida debe respetarse en instalaciones de terceros.*

- ~~*Si en ausencia del proyecto se observan sobrecargas mayores al 20%, el ingreso del proyecto no debe incrementarlas.*~~

~~*En caso no se cumpla este indicador, el Gestor del Proyecto debe implementar como parte del proyecto, el equipamiento necesario que mitigue los problemas de sobrecarga que provoque."*~~

Sustento:

Consideramos que se debe revisar y modificar este numeral, dado que ello podría corregir una problemática que ya se ha ido observando, como es el caso de la Comentario que se envió sobre el EO de Wayra, donde se advirtió que de no operar el esquema y ante la contingencia del Autotransformador AUT-5371 quedaría operando con una sobrecarga del 100 % de la línea L-2211, lo cual aparte de afectar la vida útil de los conductores, generaría una posible responsabilidad al titular de la línea. Visto ello se observa que no se limita esta sobrecarga en contingencia, la cual se condiciona a la utilización del esquema, la cual podría generar un incentivo a la dependencia de este esquema a costa de las instalaciones de transmisión.

Además, tener altos niveles de sobrecargas implicaría que los esquemas desconecten bloques grandes de generación y se podría activar el ERACMF y las empresas transmisoras se verían afectadas por el pago de compensaciones.

Opinión del COES

Sugerencia parcialmente aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 9 de REP.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinergmin al Comentario 9 de REP.

16.10 Comentario 10 (ST-COES) Procedimental

Numeral 9.5

ALCANCE DEL EPO:

En el numeral 9.5, se debe definir cuál es el nivel de gestión del EPO que se considera dentro del plazo de los 6 meses propuesto. Entendemos que este plazo trata de cubrir el tiempo necesario para que el Gestor del Proyecto presente el expediente o la versión inicial del estudio. En ese sentido, sugerimos que se modifique la redacción de la siguiente manera:

"9.5

(...)

El documento de alcances del EPO tendrá una validez hasta la presentación de la versión inicial del EPO."

Adicionalmente, la propuesta del COES también señala que el plazo de validez del documento es improrrogable. Sin perjuicio de lo mencionado en el párrafo precedente, se solicita que, si el plazo de validez del documento es insuficiente para presentar la versión inicial del estudio, el Gestor del Proyecto pueda

solicitar una ampliación de plazo por 6 meses adicionales, por única vez, presentando el sustento de su pedido para consideración del COES.

Sustento:

Se sugiere no limitar el plazo máximo de validez del documento de alcance puesto que el plazo para elaborar el EPO no es el mismo para todos los proyectos. Este plazo puede variar dependiendo de su complejidad.

Entendemos que, conforme a lo indicado en la propuesta de modificación del PR20, pasados los 6 meses, y al perder vigencia el documento de alcance, el Gestor del proyecto debiera solicitar nuevamente la determinación del alcance del proyecto al COES, generando un reproceso.

Tener presente que un aspecto a considerar en el planeamiento de proyectos es la complejidad técnica y diversidad del proyecto, al no tener flexibilidad en la etapa de vigencia (inclusive no se indica cual es la etapa que dura 6 meses) obligaría a muchas empresas a realizar gestiones con el COES incluso en las etapas de elaboración de ofertas de procesos de PROINVERSIÓN u otras entidades.

Además, se debe tener presente que los últimos proyectos que están siendo promovidos por PROINVERSIÓN son de alta complejidad, en el escenario de aplicación de estos cambios, no serían viables.

Asimismo, La expresión "El plazo de validez establecido en el documento de alcances del EPO es improrrogable" ocasionaría reprocesos importantes en la gestión del EPO, en tanto se sufra una fuerza mayor en el contrato principal concesionario-concedente, siendo este párrafo una causal de aplicación de impacto directo en la cuantificación de las solicitudes de Ampliación de Plazo, por lo que solicitamos su retiro.

Ante ello, se pide que se reconsidere el no limitar el plazo para la vigencia del documento de alcance debido a que el incorporar un nuevo hito podría conllevar a reiniciar el proceso, significando una demora en la aprobación del EPO cuyo plazo de aprobación equivale a 8 meses aproximadamente (considerando que todos los agentes toman los plazos máximos, establecidos en el PR20 vigente, para dar respuesta, generar observaciones y continuar la gestión).

Sin perjuicio de lo mencionado anteriormente, consideramos que, si se requiere definir un plazo máximo para la presentación del EPO desde la determinación del alcance por el COES, éste se defina como mínimo en 12 meses, con opción de prórroga a evaluación de COES.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 3 de la SPR y al Comentario 7 de ORYGEN.

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinerghmin al Comentario 4 de la SPR y al Comentario 7 de ORYGEN.

16.11 Comentario 11 (ST-COES) Procedimental

Numeral 9.6

REQUISITOS PARA PRESENTACIÓN DEL EPO:

En la propuesta el COES propone que *“En el caso de un proyecto que ingrese al SEIN por etapas, este podrá gestionarse en un solo EPO, en el cual se debe incluir los estudios previstos en el Anexo 2 del presente procedimiento para cada una de las etapas.”*

Consideramos que cuando coexisten dos concesionarios en un mismo proyecto, no deberían mezclarse los alcances de cada agente.

En ese sentido, proponemos el siguiente texto:

“En el caso de un proyecto que ingrese al SEIN por etapas a cargo de un sólo concesionario, éste podrá gestionarse en un solo EPO. En el caso de existir más de un concesionario en un mismo proyecto, cada uno deberá elaborar su respectivo EPO con las etapas que considere necesarias, incluyendo los estudios previstos en el Anexo 2 del presente procedimiento para cada una de las etapas.”

Sustento:

Conforme a nuestra experiencia, consideramos que el mezclar el alcance de 2 agentes pudiera generar reprocesos y elongar el trámite.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 11 de REP.

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinerghmin al Comentario 11 de REP.

16.12 Comentario 12 (ST-COES) Procedimental

Numeral 9.13, inciso 1

CONCLUSIÓN DE LA VIGENCIA DEL CERTIFICADO DE CONFORMIDAD DEL EPO:

En la propuesta se indica lo siguiente:

“Cuando se advierta que el proyecto no se conectará en el Punto de Conexión aprobado en el EPO...”

Se solicita que se precise la Entidad que tendría la competencia de advertir que el proyecto no se conectaría al punto de conexión aprobado en el EPO. La razonabilidad señala que el único que podría confirmar es el gestor o titular del proyecto, y este a su vez el responsable de informar, de manera formal y sustentada, el cambio del Punto de Conexión a las Entidades que correspondan. Debido a ello, solicitamos que se modifique el texto de la siguiente manera:

“Cuando el gestor o representante del titular del proyecto informe al COES que el proyecto no se conectará en el Punto de Conexión aprobado en el EPO...”

Opinión del COES

Sugerencia parcialmente aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 5 de ENGIE.

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinerghmin al Comentario 5 de ENGIE.

16.13 Comentario 13 (ST-COES) Procedimental

Numeral 9.13 –incisos 2 y 3

Conclusión de la Vigencia del Certificado de Conformidad del EPO: Solicitamos que se modifique de la siguiente manera:

“2. Cuando el proyecto no se conecte al Sistema hasta el año siguiente al año aprobado en el Certificado de Conformidad del EPO para su conexión, salvo que el Gestor o representante del Proyecto haya realizado lo siguiente: i) Obtenido el Certificado de Conformidad del EO dentro de dicho periodo, ii) Que haya iniciado el trámite para obtener tal certificado dentro de dicho periodo y lo obtenga, y/o iii) Que solicite oportunamente al COES la extensión del plazo de vigencia del Certificado de Conformidad del EPO. En estos casos, la vigencia del Certificado de Conformidad del EPO se extiende por la misma vigencia del Certificado de Conformidad del EO o con base al plazo solicitado.”

Es necesario precisar la Entidad que tendría la competencia de advertir los cambios en las características técnicas de las instalaciones o equipamiento del proyecto considerados en el EPO. La razonabilidad señala que el único que podría confirmar es el Gestor o representante del titular del Proyecto, y es éste a su vez el responsable de informar, formal y sustentadamente, los cambios

a las Entidades que correspondan. Debido a ello, solicitamos que se modifique el texto de la siguiente manera:

“3. Cuando el Gestor o representante del Proyecto informe cambios en las características técnicas en las instalaciones o equipamiento proyectados, considerados en el EPO aprobado.

En caso el Gestor o representante del Proyecto informe al COES de modificaciones, incrementos o cambio de especificaciones, que se produjeron con posterioridad en las instalaciones o equipamientos aprobados en el EPO, y sustente que estos representan iguales o mejores prestaciones, respecto a lo aprobado en el EPO, el COES, de estimarlo pertinente, podrá dispensarlo de presentar un nuevo EPO manteniéndose la vigencia del EPO aprobado. En dicho caso, el Gestor deberá presentar el EPO aprobado. En dicho caso, el Gestor del

proyecto deberá presentar el EPO con las modificaciones aprobadas por el COES, conjuntamente con una declaración jurada sobre las modificaciones incluidas en el Estudio respecto del original.”

Opinión del COES

Sugerencia parcialmente aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 13 de REP.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinergmin al Comentario 13 de REP.

16.14 Comentario 14 (ST-COES) Procedimental

Numeral 10.6

ALCANCE DEL EO:

- Se solicita que se defina cual es el nivel de gestión del EO que se considera dentro del plazo de los 6 meses propuestos. Entendemos que este plazo trata de cubrir el tiempo necesario para que el Gestor del Proyecto presente el expediente o la versión inicial del estudio. En ese sentido, sugerimos que se modifique la redacción de la siguiente manera: “El documento de alcances del EO emitido por el COES tendrá validez hasta la presentación de la versión inicial del EO”.

Adicionalmente, la propuesta del COES también señala que el plazo de validez del documento es improrrogable. Sin perjuicio de lo mencionado en el párrafo precedente, se solicita que, si el plazo de validez del documento es insuficiente para presentar la versión inicial del estudio, el Gestor del Proyecto pueda

solicitar una ampliación de plazo por 6 meses adicionales, por única vez, presentando el sustento de su pedido para consideración del COES.

Sustento:

Se sugiere no limitar el plazo máximo de validez del documento de alcance puesto que el plazo para elaborar el EO no es el mismo para todos los proyectos. Este plazo puede variar dependiendo de su complejidad.

Entendemos que, conforme a lo indicado en la propuesta de modificación del PR20, pasados los 6 meses, y al perder vigencia el documento de alcance, el Gestor del proyecto debiera solicitar nuevamente la determinación del alcance del proyecto al COES, generando un reproceso.

Ante ello, se pide que se reconsidere el no limitar el plazo para la vigencia del documento de alcance debido a que el incorporar un nuevo hito podría conllevar a reiniciar el proceso, significando una demora en la aprobación del EO cuyo plazo de aprobación equivale a meses aproximadamente (considerando que todos los agentes toman los plazos máximos, establecidos en el PR20 vigente, para dar respuesta, generar observaciones y continuar la gestión).

Sin perjuicio de lo mencionado anteriormente, consideramos que, si se requiere definir un plazo máximo para la presentación del EPO desde la determinación del alcance por el COES, éste se defina como mínimo en 12 meses, con opción de prórroga a evaluación de COES.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 7 de la SNMPE.

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinerghmin al Comentario 7 de la SNMPE.

16.15 Comentario 15 (ST-COES) Procedimental**Numeral 11.2****CONDICIONES PARA INICIAR EL TRÁMITE DE INTEGRACIÓN DE INSTALACIONES AL SEIN:**

De acuerdo con lo indicado en el ítem 2 del numeral 9.13 se indica: "..Cuando el proyecto no se conecte al Sistema hasta el año siguiente al año aprobado en el Certificado de Conformidad del EPO para su conexión, salvo que el Gestor del Proyecto haya obtenido el Certificado de Conformidad del EO dentro de dicho periodo o que haya iniciado el trámite para obtener tal certificado dentro de dicho periodo y lo obtenga. En estos casos, la vigencia del

Certificado de Conformidad del EPO se extiende por la misma vigencia del Certificado de Conformidad del EO."

Usualmente aseguramos la vigencia del EO para la energización, se entiende que si el EO se encuentra vigente la vigencia del EPO se extiende hasta el mismo plazo por lo que no sería necesario realizar actualización alguna.

Dicho lo anterior, Se sugiere actualizar el texto a *"Para iniciar el trámite de integración de instalaciones al SEIN, el Titular de la Instalación deberá contar con Conformidad del EO y EPO vigentes, en caso de ser aplicable según el numeral 2 del presente procedimiento. La vigencia del EPO se extiende hasta el mismo plazo del EO de acuerdo con el numeral 9.13"*

Sustento:

Los proyectos son dinámicos y que, en ejecución, pueden suceder eventos que conlleven a que éstos no se energicen en la fecha señalada en su EPO aprobado.

Es así que, actualmente, cuando la energización se va a dar con fecha posterior a lo indicado en el EPO, el COES solicita al titular de la instalación que realice un análisis con escenarios que contemplen las condiciones actualizadas.

Con lo propuesto por COES, podría interpretarse que, si se presentara una situación como la descrita en el segundo párrafo de esta sugerencia, el titular del proyecto debiera elaborar un nuevo EPO.

Esto conlleva a reprocesos que deben evitarse si lo que se requiere es que solo los escenarios de análisis sean actualizados.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 15 de REP.

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinerghmin al Comentario 15 de REP.

16.16 Comentario 16 (ST-COES) Procedimental

Número 11.4.2 – inciso 4

Estamos de acuerdo con la ampliación de plazo de 45 a 60 días para la ejecución de las pruebas de puesta en servicio; sin embargo, existe un riesgo de demora en la aprobación de las desconexiones requeridas para las pruebas por situaciones de contingencia o emergencia de alguna línea.

En ese sentido, se recomienda incluir el siguiente texto para mitigar el riesgo:

“En el caso de que se postergue la programación de las desconexiones requeridas para la ejecución de las pruebas de puesta en servicio en el programa semanal de intervenciones, se ampliará automáticamente el plazo para iniciar las pruebas por el mismo periodo contabilizado desde la solicitud inicial de inclusión en el programa semanal de intervenciones hasta su aprobación final.”

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 16 de REP.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinergmin al Comentario 16 de REP.

16.17 Comentario 17 (ST-COES) Procedimental

Octava Disposición Complementaria

Se sugiere modificar el párrafo que indica:

“OCTAVA: En el caso de instalaciones provisionales que requieran ingresar al sistema con carácter de urgencia, debido a fallas que interrumpan suministro, o de configuraciones provisionales de instalaciones existentes como parte de la implementación de un proyecto, en coordinación con los Agentes cuyas instalaciones se vean comprometidas según corresponda, se les exceptuará de cumplir lo indicado en los numerales 9, 10 y 11 del presente procedimiento, siendo sólo necesario presentar el estudio de coordinación de protecciones de la instalación provisional, ~~y otra información que el COES considere necesaria.~~”

Se propone eliminar el ultimo texto, dado que es genérico, dejando carta abierta para solicitudes de COES, se debe precisar la información a presentar o delimitar el alcance.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 17 de REP.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinergmin al Comentario 17 de REP.

16.18 Comentario 18 (ST-COES) Líneas de Transmisión

Numeral 3.2.4 del Anexo 1

3.2.4 COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO Y PROTECCIÓN CONTRA RAYOS

Respecto a la propuesta de modificación:

“3.2.4 COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO Y PROTECCIÓN CONTRA RAYOS

(...)

Tabla 3.3. Tasas Máximas de Fallas (Contorneos en el Aislador) de Origen Atmosférico en STTN, STTR y STL (500kV)

(...)

Durante la operación de la línea de transmisión, el Titular de la nueva Instalación debe verificar la tasa total de fallas de la línea. En caso de no cumplir con los valores de la Tabla 3.3, debe evaluar o considerar la instalación de descargadores de sobretensión a lo largo de la línea.

(...)”

Tomando en consideración la experiencia en construcción en Líneas de Transmisión en el Perú, es de conocimiento que muchas LLTT se encuentran en terrenos accidentados con altas resistividades lo cual genera que las puestas a tierra no sean de 25 ohm (en zonas no transitadas), con lo cual se debería realizar el estudio de implementación de pararrayos en la etapa de construcción (implementación del sistema de PAT), no cuando la línea comience a fallar.

Este párrafo COES hace presumir que podría aplicar la instalación de pararrayos a las líneas existentes en servicio

Opinión del COES

Consulta atendida.

Ver opinión del COES al Comentario 18 de REP.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinergmin al Comentario 18 de REP.

16.19 Comentario 19 (ST-COES) Líneas de Transmisión

Numeral 3.2.4 del Anexo 1

3.2.4 COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO Y PROTECCIÓN CONTRA RAYOS

Lo requerido como ángulo de apantallamiento en la tabla 3.5, se contradice con lo solicitado en la tabla 3.3.

Sustento:

Con ángulos negativos no es posible optimizar el ángulo de apantallamiento de las líneas, esto hace que en vez de obtener una tasa de falla por blindaje

de 0.05 como bien lo exige el Standard IEEE 1243, se tenga una tasa de salida de 0, ya que la corriente máxima defalla apantallamiento (IMSF) va ser mucho menor que la corriente crítica de flashover en las cadenas de aisladores por impacto directo. Con esta exigencia del standard IEEE se obtiene, como ejemplo para una LLTT de 100 km, 1 falla cada 20 años por blindaje y con lo solicitado por el COES esta tasa cambiaría a 1 falla cada 50 o 100 años. Esta aparente mejoría solo representa un cambio en el 4% de las fallas de las LLTT. Conociendo a su vez que las fallas por descargas atmosféricas en las LLTT en alta tensión se deben a impactos directos y a contorno inverso, esto quiere decir que el 95% de las fallas permitidas restantes serían causadas por backflashover para lo cual el nuevo PR-20 no está prestando la debida atención y justificación.

Es de conocimiento también y se demuestra mediante los estudios de performance de líneas de transmisión frente a descargas atmosféricas que la causa preponderante frente a la tasa de desconexiones totales en las líneas de transmisión se debe al contorno inverso ocasionado principalmente por las resistencias de puesta a tierra, muy elevadas en la mayoría de los casos, que presentan algunos tramos en las líneas de transmisión. A su vez la estadística de fallas demuestra que es en estos tramos de línea donde se presenta la mayor ocurrencia de fallas por descargas atmosféricas, es así que se debería tomar especial preocupación por el contorno inverso, el cual es solucionable con mejoramiento de puestas tierra (oneroso por Geografía Perú por muy altas zonas con resistividad de terreno mayor a 10000 ohm-m), instalación de pararrayos o puestas a tierra especiales.

Se sugiere también seguir las recomendaciones de CIGRE respecto al ángulo de apantallamiento, de acuerdo con el documento Technical Brochure 063 - 2021 "Guide to procedures for estimating the lightning performance of transmission lines" se recomiendan los siguientes ángulos de apantallamiento para las líneas de transmisión:

Table 4-4 - Shielding Angles Used for 345 and 500 kV Lines in the USA; Lightning Trip-out rate less than 0.6/100km year.

Nominal system voltage kV	Type	Thunderstorm days / yr range	Shielding range (degrees)	Angle average (degrees)
345	Single circuit	22 to 50	0 to 33	22
345	Double circuit	20 to 60	0 to 30	11
500	Single circuit	30 to 110	-9 to 20	12
500	Single circuit	2 to 25	15 to 30	23

Lo cual también corresponde con los ángulos recomendados por EPRI.

En el caso de selección de ángulo de apantallamiento se debería solicitar que el diseño de las torres de transmisión se realice en conjunto con el estudio de performance de la línea frente a descargas atmosféricas, a modo de poder determinar la tasa de salida de la línea por flashover directo (SFFOR), para lo cual IEEE y CIGRE ofrecen metodologías para determinar estos valores y así poder tener un diseño óptimo en las LLTT.

1. CIGRE Technical Brochure 831 – 2021
2. CIGRE Technical Brochure 704 – 20175.
3. IEEE Std 1243 – 2012

Esto también favorecería a que los costos de proyecto no sean tan elevados ya que, al aceptar ángulos de apantallamiento negativos, quedarían las estructuras sobredimensionadas, haciendo más oneroso tanto el suministro (peso estructuras) como las obras civiles requeridas y esta medida no beneficiaría como se espera en el mejoramiento de la tasa de salida de línea ya que como se ha mencionado el impacto es menor que las fallas por contorno inverso. Esto es de suma importancia ya que la inversión final lo paga el estado peruano.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 19 de REP.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinergmin al Comentario 19 de REP.

16.20 Comentario 20 (ST-COES) Líneas de Transmisión

Numeral 3.2.4 del Anexo 1

3.2.4 COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO Y PROTECCIÓN CONTRA RAYOS

Respecto a la propuesta de modificación:

“3.2.4 COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO Y PROTECCIÓN CONTRA RAYOS

(...)

Reducción de Fallas Simultáneas en Líneas de Doble Circuito Cuando una línea del STTN diseñada para doble circuito deba recorrer zonas andinas con altitudes mayores a 4000 msnm, zonas de selva (alta o baja) o zonas con DRT mayor a 6 rayos/km²/año, se tendrán que diseñar con estructuras independientes por circuito (dos estructuras de simple terna).”

La división de los circuitos de líneas de transmisión en 2 estructuras de simple terna no solo supone un incremento de costo en los proyectos, si no también afecta con los propósitos ambientales y sociales ya que implicaría en incrementar servidumbres para una problemática que podría ser solucionable mediante la instalación de pararrayos en el caso descrito anteriormente (sin ser onerosos en el costo).

Opinión del COES

Consulta atendida.

Ver opinión del COES al Comentario 20 de REP.

16.21 Comentario 21 (ST-COES) Subestaciones

Anexo 1 – Cap. 5 – Numeral 5.6.7 – Literal 12. g

Este literal especifica que los transformadores se deben diseñar para operar en condiciones de emergencia con sobrecargas de larga y corta duración, para cualquier condición previa de cargabilidad y sin afectarse su vida útil. Es decir, con 120 % de la potencia nominal (ONAN) por un periodo de cuatro (4) horas de su ciclo diario de carga y 130 % de la potencia nominal (ONAN) por un periodo de treinta (30) minutos de su ciclo diario de carga.

Se sugiere, por seguridad ante alguna emergencia, que los transformadores se especifiquen con una potencia equivalente al 130% de la necesaria para la operación estable del sistema eléctrico. Y adicional a esto no se recomienda que se especifique el periodo de tiempo admisible de sobrecarga en cualquiera de las etapas, ya que esto dependerá de las temperaturas de operación del transformador y del punto más caliente de cada devanado y se deberán analizar conforme a lo estipulado en el numeral 8 de la norma IEC 60076-7.

Sustento:

1º La sobrecarga de los transformadores están limitados por su carga previa, es decir tienen una dependencia directa del factor de carga, que, con el tiempo, se incrementa, lo que haría que la sobrecarga admisible disminuya.

2º En los transformadores que operan en un sistema interconectado no es posible determinar el diagrama de carga de su operación porque dependerá, entre otras, del despacho de las centrales eléctricas en función al despacho económico.

3. El cálculo de la expectativa de vida útil se deberá realizar referida al punto más caliente de los devanados de acuerdo con lo descrito en la norma IEC 60076-7 numeral 6 para papel termoestabilizado (“thermally upgraded paper”), teniendo en cuenta el ciclo de carga más crítico y los ciclos horarios establecidos en la norma.

Para la realización de este cálculo se debe considerar la temperatura media anual del sitio de instalación.

Opinión del COES

Sugerencia parcialmente aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 21 de REP.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinergmin al Comentario 21 de REP.

16.22 Comentario 22 (ST-COES) Protecciones

Numeral 3.13 del Anexo 4

3.13 IMPLEMENTACIÓN DE SEÑALES EN TIEMPO REAL

Respecto a la Autorización para Pruebas de Puesta en Servicio se debe considerar diversos requisitos entre los cuales en la Propuesta Normativa se propone considerar la Implementación de Señales en Tiempo Real, lo cual tiene por finalidad transmitir información en tiempo real al COES.

Ahora bien, como se encuentra redactado el texto, para proyectos en curso como el caso de la ampliación 21, según este numeral se tendría que implementar señales ICCP de manera directa al COES sin posibilidad de usar el equipamiento del actual CC REP, lo cual generaría un impacto económico y retrasos en el proyecto.

Por ello se propone retirar este requerimiento o en todo caso se debe considerar solo el cumplimiento mas no la implementación como se propone a continuación:

"3.13 IMPLEMENTACIÓN DE SEÑALES EN TIEMPO REAL

~~Haber implementado equipamiento necesario para~~ Cumplir con el envío de señales en tiempo real y cumplir con la transferencia de señales ICCP según los requisitos establecidos en la NTCOTR y en la NTIITR y al acta de conformidad respectiva aprobada. Asimismo, haber realizado satisfactoriamente las pruebas punto a punto para el envío de señales en tiempo real."

Algunas empresas pueden implementar u otras pueden usar infraestructura existente.

Sustento:

El nuevo numeral no es específico para que casos se tiene que implementar nuevo equipamiento para el envío de señales ICCP. Se debe dejar la posibilidad que se pueda enviar señales desde el actual equipamiento que se encuentra en el centro de control.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 22 de REP.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinerghmin al Comentario 22 de REP.

16.23 Comentario 23 (ST-COES) Subestaciones

Numeral 5.6.15 del Anexo 1

5.6.15 SUBESTACIONES ENCAPSULADAS AISLADAS EN GAS SF6

En la propuesta, se debe adicionar la siguiente característica mínima que deben tener las celdas GIS:

“(…)

10. Los mecanismos de los seccionadores de las celdas GIS deberán ser diseñados sin contener ninguna tarjeta electrónica que comprometa el mando y la señalización de posiciones hacia los diferentes Niveles de control.

(…)”

Sustento:

Contener tarjetas electrónicas en interior de gabinetes soportando altas temperaturas no garantizan confiabilidad en el tiempo y compromete la operación de toda la celda en caso de falla (Caso GIS Carapongo 220 kV)

Opinión del COES

Sugerencia aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 23 de REP.

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinerghmin al Comentario 23 de REP.

16.24 Comentario 24 (ST-COES) Subestaciones

Numeral 6.15.2 del Anexo 1

En el numeral 5.6.15 del Anexo 1, se debe hacer mención a la última versión de la norma Anexo F de la Norma IEC 62271-203, Tercera Edición:

“5.6.15 SUBESTACIONES ENCAPSULADAS AISLADAS EN GAS SF6

(…)”

2. Las celdas GIS deben estar diseñadas con las apropiadas zonas de gas, de manera que las fallas que se puedan producir dentro del encapsulado solo afecten una mínima parte de la instalación.

Por lo tanto, para cumplir con el requerimiento de asegurar la continuidad de servicio, el diseño de las subestaciones GIS del STTN y STTR, debe considerar compartimentos según las recomendaciones del Anexo F de la norma IEC

62271-203 (Ref. [20]), ~~Segunda~~ Tercera Edición. En ese sentido, para las configuraciones que involucren doble barra se admite que solo una barra y una celda permanezcan fuera de servicio durante el mantenimiento, reparación o extensión de la subestación.

(...)”

Sustento:

Actualizado en mayo del 2022

Opinión del COES

Sugerencia aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 24 de REP.

16.25 Comentario 25 (ST-COES) Subestaciones

Numeral 5.6.15 del Anexo I

5.6.15 SUBESTACIONES ENCAPSULADAS AISLADAS EN GAS SF6

Para las configuraciones de doble barra, se debe solicitar que todas las celdas cuenten con seccionador de transferencia al acople.

Sustento:

Elevar la confiabilidad de la GIS, en caso de falla de un interruptor de las celdas de salida no existe la misma posibilidad de realizar un by pass y utilizar el Acople como lo es en las subestaciones AIS.

Opinión del COES

Sugerencia parcialmente aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 25 de REP.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinergmin al Comentario 25 de REP.

16.26 Comentario 26 (ST-COES) Requisitos Generales PR-20

Numeral 1.3 del Anexo I

En la propuesta de modificación, se debe incluir la codificación de los equipos de compensación variable los “equipos automáticos de compensación serie” EACS.

Sustento:

Se encuentran en concesiones adjudicadas y por adjudicar.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada

Ver opinión del COES al Comentario 26 de REP.

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinerghmin al Comentario 26 de REP.

16.27 Comentario 27 (ST-COES) Protecciones

Número 6.10.3 del Anexo 1

En la propuesta de modificación:

"6.10.3 EQUIPOS REGISTRADORES DE FALLAS

Es obligación de las instalaciones de generación, transmisión y de la demanda instalar Equipos Registradores de Fallas (Registrador Osciloperturbógrafo), para captar información de los eventos de fallas que ocurran en el sistema eléctrico y realizar los análisis respectivos, así como enviar la información al COES como lo establece la NTCSE.

(...)"

Se sugiere excluir el uso de registradores de falla cuando las instalaciones cuenten con otros IEDs (medidores, relés, controladores) que pueda cumplir con las características técnicas descritas en 6.10.3.2.

Sustento:

Brindan mayor flexibilidad y redundancia de equipos, reduce espacios y reduce el cableado en tableros.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 27 de REP.

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinerghmin al Comentario 27 de REP.

16.28 Comentario 28 (ST-COES) Protecciones

Se sugiere evaluar las condiciones sobre los interruptores instalados en la celda de acoplamiento para configuraciones doble barra. Debe aclararse que cargas serán transferibles y aclarar si deben o no tener mando sincronizado.

Sustento:

Las ingenierías son diversas y no se homologa la necesidad de instalación de mandos sincronizadas.

Opinión del COES: Sugerencia no aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 28 de REP

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinergmin al Comentario 28 de REP.

16.29 Comentario 29 (ST-COES) Subestaciones

Ítem 1 del numeral 5.6.5 del Anexo 1

5.6.5 TRANSFORMADORES DE TENSIÓN

En la propuesta de modificación:

"5.6.5 TRANSFORMADORES DE TENSIÓN

Los transformadores de tensión deberán tener las siguientes características:

1. Los transformadores de tensión pueden ser inductivos o capacitivos.

Para el nivel de 500 kV, solo se utilizarán transformadores de tensión tipo capacitivo; excepto cuando sean instalados en una subestación tipo GIS o sean utilizados para servicios auxiliares o se instalen en las barras para facilitar la medición de armónicos, donde podrán ser inductivos. (....)"

En el numeral se indica que, para el nivel de 550 kV, la necesidad de instalación de transformadores capacitivos excepto cuando se instalen en barras para la medición de armónicos.

Al respecto, se sugiere que debe indicar que requieren transformadores de tensión en las 3 fases para todas las barras en todos los niveles de tensión de tipo inductivo o en su defecto transformadores de tensión capacitivos con dispositivos que permitan la medición de armónicos de tensión sin distorsión en el punto de conexión.

Sustento:

Actualmente no se puede realizar adecuadas mediciones de armónicos de tensión en los sistemas de transmisión debido a que no se cuenta con transformadores de tensión inductivo en el sistema.

Existen en el mercado accesorios que se instalan en los transformadores de tensión capacitivo que permiten realizar adecuadamente las mediciones de tensiones armónicas como alternativa a los tipos inductivos.

Opinión del COES

Sugerencia aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 29 de REP.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinergmin al Comentario 29 de REP.

16.30 Comentario 30 (ST-COES) Subestaciones

Ítem 3 del numeral 5.6.3 del Anexo 1

En la propuesta de modificación:

"5.6.3 SECCIONADORES Y CUCHILLAS DE PUESTA A TIERRA

Los seccionadores deberán tener las siguientes características:

(...)

3. Los seccionadores del STTN, STTR y STL deben ser operados mediante motores eléctricos de corriente continua (CC) y en forma manual al pie del seccionador. El accionamiento de la cuchilla de puesta a tierra debe ser motorizado de corriente continua (CC) o manual y se acciona desde el mismo seccionador.

(...)"

Se sugiere que los seccionadores STTN, STTR y STL, deben ser operados con motores eléctricos de corriente alterna AC y forma manual al pie de seccionador, también el accionamiento de la cuchilla de puesta a tierra también debe ser motorizado de corriente alterna AC o manual desde el mismo seccionador.

Sustento:

Con esto se reduce considerable el dimensionamiento de los circuitos vitales de corriente continua, solo exclusivo para las protecciones y los interruptores.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 30 de REP.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinergmin al Comentario 4 de REP.

16.31 Comentario 31 (ST-COES) Subestaciones

Ítem 7 del numeral 5.6.3 del Anexo 1

En la propuesta de modificación

"5.6.3 SECCIONADORES Y CUCHILLAS DE PUESTA A TIERRA

Los seccionadores deberán tener las siguientes características:

(...)

7. Contar con interbloques para evitar operaciones cuando su interruptor asociado está cerrado y/o cuando esté cerrado el seccionador de tierra.

Estos interbloques serán electromecánicos y serán aplicables tanto para los mandos

motorizados como para los mandos manuales.”

Se sugiere modificar el texto por:

“(…)

7. Contar con interbloques para evitar operaciones cuando su interruptor asociado está cerrado y/o cuando esté cerrado el seccionador de tierra.

Los interbloques serán eléctricos entre el interruptor y seccionador de línea.”

Sustento:

Los interbloques electromecánicos no existen entre el interruptor y seccionador de tierra, lo que existe es el interbloque eléctrico y mecánico entre los seccionadores de línea y tierra.

Opinión del COES

Sugerencia aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 31 de REP.

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinerghmin al Comentario 31 de REP.

16.32 Comentario 32 (ST-COES) Protecciones

Numeral 6.11.1 del Anexo 1

En la propuesta de modificación

“6.11.1 INSTALACIONES DEL STTN Y STTR

(…)

El sistema de comunicaciones de respaldo debe estar soportado en cable tipo OPGW, ADSS o sistema de Onda Portadora digital. Las vías principales y de respaldo deben ser totalmente independientes una de otra físicamente.

En caso de tramos subterráneos, el sistema de comunicación principal será implementado mediante cables de fibra óptica dieléctricos soterrados y el de respaldo por otro similar u otro medio de comunicación.”

Se requiere que se restrinja el uso de la onda portadora en los esquemas de teleprotección. Se recomienda que se la ruta alterna también este planteada por enlaces de Fibra óptica.

Sustento:

- Disparos indeseados por recepciones de DDT.
- Tecnología obsoleta propensa al ruido.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 32 de REP.

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinerghmin al Comentario 32 de REP.

16.33 Comentario 33 (ST-COES) Protecciones**Numeral 6.5 del Anexo 1**

Se recomienda que los relés diferenciales de barra también tengan otro relé de respaldo. Además, no se debería restringir el tipo de diferencial de barra (centralizada o descentralizada) por nivel de tensión, la ingeniería debe decidir cuál de ellas implementar.

Sustento:

- Fallas de las unidades de bahía en el caso de diferenciales de bahía descentralizadas.
- Gran cantidad de cambios de ajustes ante falla de la protección de barras.

Opinión del COES

Sugerencia parcialmente aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 33 de REP.

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinerghmin al Comentario 33 de REP.

16.34 Comentario 34 (ST-COES) Protecciones**Numeral 6.3.3 del Anexo 1**

En la propuesta de modificación:

"6.3.3 RESPALDO REMOTO

(...)

Para los esquemas de teleprotección los relés con funciones de distancia y sobrecorriente direccional se podrán conectar a través de medios de transmisión en fibra óptica u onda portadora."

Se debe permitir además la utilización de sistemas portadores que hagan uso del espectro radioeléctrico.

Sustento:

Permitir habilitar las tecnologías disponibles, sujeta a que se cumpla con lo requerido en el numeral 6.3.1 TIEMPO DE DESPEJE DE FALLA

Opinión del COES

Sugerencia aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 34 de REP.

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinerghmin al Comentario 34 de REP.

16.35 Comentario 35 (ST-COES) Protecciones

Numeral 6.3.3 del Anexo 1

En la propuesta de modificación:

"6.3.3 RESPALDO REMOTO

(...)

Para los esquemas de teleprotección los relés con funciones de distancia y sobrecorriente direccional se podrán conectar a través de medios de transmisión en fibra óptica u onda portadora."

Se sugiere modificar el texto por:

"Para los esquemas de teleprotección los relés con funciones de distancia y sobrecorriente direccional se podrán conectar a través de medios de transmisión en fibra óptica u onda portadora, siendo o no parte de una red en anillo."

Sustento:

Utilizar medios de comunicación que son parte de la red interconectada del transporte eléctrico.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 35 de REP

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinerghmin al Comentario 35 de REP.

16.36 Comentario 36 (ST-COES) Protecciones

Numeral 6.10.2 del Anexo 1

En la propuesta de modificación:

"6.10.2 UNIDAD DE MEDICIÓN FASORIAL (PMU)

(...)

El titular de la nueva instalación tendrá la responsabilidad de implementar y mantener el envío de la información fasorial desde sus equipos (PDC o PMU) hasta los PDCs del COES mediante un canal de comunicaciones dedicado.

(...)

Para el envío de datos deberá considerarse lo siguiente:

1. El protocolo para el envío de datos es el IEEE C37.118, acorde al estándar IEEE C37.118.2- 2011 o la versión que lo actualice, complemente o reemplace.

2. El canal de comunicación debe ser de fibra óptica, con una latencia menor a 200 ms registrada en el PDC del COES.

(...)"

Se sugiere indicar como debe procederse en caso de que no se cuente con fibras ópticas en todo el trayecto entre la nueva instalación y el sitio en el cual se encuentran instalados los PDCs del COES: ¿Se requiere instalar cables con FO para completar la ruta y cumplir con lo aquí requerido?

Sustento:

Garantizar que las comunicaciones con los centros de control sean confiables.

Opinión del COES

Sugerencia aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 36 de REP.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinergmin al Comentario 36 de REP.

16.37 Comentario 37 (ST-COES) Protecciones

Numeral 6.11 del Anexo 1

Se sugiere permitir además la utilización de sistemas portadores que hagan uso del espectro radioeléctrico.

Sustento:

Garantizar que las comunicaciones con los centros de control sean confiables.

Opinión del COES

Sugerencia aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 112 de ORYGEN

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinerghmin al Comentario 112 de ORYGEN.

16.38 Comentario 38 (ST-COES) Protecciones**Numeral 6.11.1 del Anexo 1**

En la propuesta de modificación:

"6.11.1 INSTALACIONES DEL STTN Y STTR

(...)

El sistema de comunicaciones principal debe estar soportado en cable tipo OPGW (Optical Ground Wire), constituido en su parte óptica por fibra óptica monomodo de 36 (treintiseis) hilos o más, que cumpla con la recomendación de la International Telecommunication Union ITU-T G.652.D, (Ref. [29]) u otra norma aplicable. En caso de líneas de transmisión existentes en donde no sea posible instalar cable tipo OPGW, queda la alternativa de instalar cable tipo ADSS (AllDielectric Self-Supporting).

(...)"

Se sugiere incluir la implantación de cables soterrados con fibras ópticas.

Sustento:

Permitir evaluar la mejor relación costo – riesgo – desempeño del cable óptico a instalar de acuerdo con las condiciones particulares de las instalaciones.

Opinión del COES

Sugerencia parcialmente aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 112 de ORYGEN

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinerghmin al Comentario 112 de ORYGEN.

16.39 Comentario 39 (ST-COES) Protecciones**Numeral 6.11.1 del Anexo 1**

Se entiende entonces que en instalaciones existentes que no cuenten con cables equipados con fibras ópticas es mandatorio la instalación de este tipo

de cables tanto en solicitudes de ampliación como en aquellas emanadas por Proinversión.

Por favor confirmar si este entendimiento es correcto.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 39 de REP.

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinerghmin al Comentario 39 de REP.

16.40 Comentario 40 (ST-COES) Protecciones

Numeral 7.4.4 del Anexo I

En la propuesta de modificación:

"7.4.4 REDUNDANCIA

Todo nuevo proyecto deberá implementar mecanismos de redundancia que permitan la disponibilidad permanente de las señales y cumplir con lo establecido en la NTIITR, la cual, dispone que los componentes que deben considerarse para implementar los mecanismos de redundancia son los siguientes:

- *Sistemas SCADA*
- *Equipos de comunicaciones*
- *Redes (routers, switches, líneas dedicadas, entre otros)*
- *Servidores ICCP*
- *Servidores de base de datos"*

Se sugiere modificar el texto por:

"7.4.4 REDUNDANCIA

"Todo nuevo proyecto deberá implementar mecanismos de redundancia que permitan la disponibilidad permanente de las señales y cumplir con lo establecido en la NTIITR, la cual, dispone que los componentes que deben considerarse para implementar los mecanismos de redundancia son los siguientes:

- *Sistemas SCADA*
- *Equipos de telecomunicaciones (Multiplexores, Ondas Portadoras u otros)*
- *Ciberseguridad (firewall, equipos de seguridad perimetral u otros)*
- *Redes (routers, switches, líneas dedicadas, entre otros)*

- *Servidores ICCP*
- *Servidores de base de datos"*

Sustento:

No se hace una distinción clara entre equipos de comunicaciones y equipos de redes. Tampoco está claro cuáles son los equipos de comunicaciones. Se propone:

- Mantener el termino de equipos de redes para todos los IEDs dentro de una red LAN de la subestación.
- Agregar equipos de telecomunicaciones para todos los equipos de transporte que permitan la conectividad de la subestación con el centro de control, deben de trabajar en un esquema redundante.

Agregar equipos de ciberseguridad que permitan proteger los activos de una subestación ante amenazas cibernéticas, deben de trabajar en un esquema redundante.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 42 de REP.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinergmin al Comentario 42 de REP.

16.41 Comentario 41 (ST - COES) Protecciones

Numeral 6.11.2 del Anexo I

6.11.2 INSTALACIONES DEL STL

En la propuesta de modificación:

"6.11.2 INSTALACIONES DEL STL

(...)

Será suficiente con instalar un sistema de comunicaciones soportado en cable tipo OPGW (Optical Ground Wire), constituido en su parte óptica por fibra óptica monomodo de 36 (treintiseis) hilos o más

(...)"

Se sugiere incluir además de cables OPGW, permitir considerar la instalación de cables ADSS o soterrados con fibras ópticas.

Sustento:

Permitir evaluar la mejor relación costo – riesgo – desempeño del cable óptico a instalar de acuerdo con las condiciones particulares de las instalaciones.

Opinión del COES

Sugerencia parcialmente aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 112 de ORYGEN

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinergmin al Comentario 112 de ORYGEN.

16.42 Comentario 42 (ST – COES) Protecciones

Numeral 7.4.4 del Anexo I

7.4.4 REDUNDANCIA

En la propuesta de modificación:

“7.4.4 REDUNDANCIA

Todo nuevo proyecto deberá implementar mecanismos de redundancia que permitan la disponibilidad permanente de las señales y cumplir con lo establecido en la NTIITR, la cual, dispone que los componentes que deben considerarse para implementar los mecanismos de redundancia son los siguientes:

- *Sistemas SCADA*
- *Equipos de comunicaciones*
- *Redes (routers, switches, líneas dedicadas, entre otros)*
- *Servidores ICCP*
- *Servidores de base de datos”*

Se sugiere modificar el texto por:

“7.4.4 REDUNDANCIA

“Todo nuevo proyecto deberá implementar mecanismos de redundancia que permitan la disponibilidad permanente de las señales y cumplir con lo establecido en la NTIITR, la cual, dispone que los componentes que deben considerarse para implementar los mecanismos de redundancia son los siguientes:

- *Sistemas SCADA*
- *Equipos de telecomunicaciones (Multiplexores, Ondas Portadoras u otros)*
- *Ciberseguridad (firewall, equipos de seguridad perimetral u otros)*

- *Redes (routers, switches, líneas dedicadas, entre otros)*
- *Servidores ICCP*
- *Servidores de base de datos"*

Sustento:

No se hace una distinción clara entre equipos de comunicaciones y equipos de redes. Tampoco está claro cuáles son los equipos de comunicaciones. Se propone:

- Mantener el termino de equipos de redes para todos los IEDs dentro de una red LAN de la subestación.
- Agregar equipos de telecomunicaciones para todos los equipos de transporte que permitan la conectividad de la subestación con el centro de control, deben de trabajar en un esquema redundante.

Agregar equipos de ciberseguridad que permitan proteger los activos de una subestación ante amenazas cibernéticas, deben de trabajar en un esquema redundante.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 42 de REP.

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinerghmin al Comentario 42 de REP.

16.43 Comentario 43 (ST-COES) Protecciones**Numeral 7.4 del Anexo 1****7.4 ARQUITECTURA DE AUTOMATIZACIÓN O CONTROL LOCAL**

Incorporar un numeral dedicado a la Ciberseguridad de la red OT en subestación:

"Durante la fase de diseño de la arquitectura de automatización, es esencial realizar un análisis exhaustivo de ciberseguridad para identificar y mitigar posibles vulnerabilidades desde el inicio del proyecto. Esto implica la integración de controles de seguridad robustos en el diseño mismo de los sistemas, siguiendo principios como el de mínima exposición y la segmentación de redes. Además, se deben establecer protocolos de cifrado fuertes para proteger la integridad y confidencialidad de los datos transmitidos, junto con mecanismos de autenticación sólidos para garantizar la legitimidad de los usuarios y dispositivos que acceden al sistema.

Para fortalecer las defensas cibernéticas, es necesario la implementación de firewalls de siguiente generación junto a IDS para monitorear activamente el tráfico de red. Estas soluciones proporcionan una capa de protección contra amenazas externas e internas, permitiendo una visibilidad profunda del tráfico de red, la identificación proactiva de comportamientos anómalos y una capacidad de respuesta inmediata ante posibles incidentes de seguridad cibernética”

Sustento:

La incorporación de un numeral específico dedicado a la ciberseguridad dentro del PR20 del COES es fundamental por varias razones:

- Relevancia en el contexto actual: En un mundo cada vez más digitalizado y conectado, la ciberseguridad se ha vuelto un aspecto crítico en la gestión de cualquier sistema de automatización. La creciente amenaza de ciberataques y la sofisticación de las técnicas utilizadas resaltan la importancia de abordar este tema de manera específica y detallada en las regulaciones y estándares pertinentes.
- Protección de infraestructuras críticas: Los sistemas de automatización y control local son vitales para el funcionamiento de infraestructuras críticas como el sector eléctrico. Dado su rol esencial en la sociedad, es crucial garantizar su seguridad cibernética para prevenir interrupciones no deseadas o daños a gran escala que podrían tener consecuencias devastadoras.
- Enfoque preventivo y proactivo: La inclusión de un numeral específico de ciberseguridad dentro del PR20 del COES permitiría adoptar un enfoque preventivo y proactivo en la gestión de riesgos cibernéticos. Esto implica identificar y abordar posibles vulnerabilidades desde las etapas iniciales de diseño, implementación y operación de los sistemas, en lugar de esperar a que ocurra un incidente para tomar medidas correctivas.
- Coherencia con estándares internacionales: Muchos organismos y entidades internacionales, como NIST, ISO, NERC-CIP, y la Agencia Europea de Ciberseguridad, han desarrollado estándares y directrices específicas en materia de ciberseguridad para infraestructuras críticas. Incorporar un numeral de ciberseguridad en el PR20 del COES permitiría alinear las prácticas y regulaciones nacionales con estos estándares internacionales reconocidos.
- En resumen, la inclusión de un numeral dedicado a la ciberseguridad dentro del PR20 del COES es esencial para garantizar la protección y resiliencia de las infraestructuras críticas ante las crecientes amenazas cibernéticas, adoptando un enfoque preventivo y proactivo en la gestión de riesgos y asegurando la coherencia con estándares internacionales reconocidos.

- Enfoque preventivo y proactivo en la gestión de riesgos y asegurando la coherencia con estándares internacionales reconocidos.

Opinión del COES

Sugerencia parcialmente aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 43 de REP.

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinerghmin al Comentario 43 de REP.

16.44 Comentario 44 (ST-COES) Procedimental

Numeral 9.10 del Anexo A

En el numeral 9.10 se menciona que se desaprobará el EPO cuando no se haya absuelto las observaciones satisfactoriamente. Por lo tanto, indicar el motivo por el cual se ha agregado la palabra "satisfactoriamente" en la nueva versión de PR-20.

Sustento:

El término absolver observaciones ya implica que se ha cumplido con el levantamiento de observaciones.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 3 KALLPA.

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinerghmin al Comentario 3 de KALLPA.

16.45 Comentario 45 (ST-COES) Procedimental

Numeral 9.13 del Anexo A

En el numeral 9.13 punto 5, se debe de limitar la perdida de vigencia del EPO ante eventos de fuerza mayor que modifiquen el sistema o características técnicas en el punto de conexión, por motivos ajenos al titular del proyecto. Se recomienda añadir una descripción de actualizar el EPO, mas no perder la vigencia.

Sustento:

Pueden existir factores externos ajenos al titular del proyecto que eviten o dilaten la conexión del proyecto al SEIN.

Opinión del COES

Sugerencia parcialmente aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 4 de REP.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinergmin al Comentario 4 de REP.

16.46 Comentario 46 (ST-COES) Requisitos Generales PR-20

Anexo 1

Se sugiere mostrar con rangos los niveles de tensión y no solo dejar predeterminada para los niveles de tensiones nominales. Por ejemplo, Tensión $\geq 10\text{kV}$; Tensión $\geq 20\text{kV}$; Tensión $\geq 30\text{kV}$; Tensión $\geq 50\text{kV}$; Tensión $\geq 100\text{kV}$; Tensión $\geq 200\text{kV}$; Tensión $\geq 500\text{kV}$

Sustento:

En el SEIN existen barras de generación y transmisión que operan a niveles distintos a los niveles de tensión convencional, por ejemplo, Barra de SE Paragsha 128kV, Barra de SE La Brea 66kV, Barra SE Paragsha 50kV, Barra de SE San Juan 210kV; etc.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 46 de REP.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinergmin al Comentario 46 de REP.

16.47 Comentario 47 (ST-COES) Requisitos Generales PR-20

Numeral 1.3 del Anexo 1

En el numeral 1.3 se propone codificar los transformadores y/o autotransformadores de 2 devanados con 3 dígitos iniciando y finalizando con el número 0, por ejemplo, T0XX-XX0. Al respecto se observa que no sería necesario agregar un dígito adicional al inicio ni al final de la nomenclatura cuando se tiene 2 devanados y solo seguir el orden consecutivo conforme se valla codificando, ya que finalmente la nomenclatura que haría la diferencia en si tiene 2 o 3 devanados serían los dígitos posteriores al guión, por ejemplo, T32-261 (Transformador de 3 devanados en 220/60/10kV).

Sustento:

El colocar un dígito al final de nomenclatura para un transformador o autotransformador de 2 devanados, por ejemplo, colocar el código T142-260

podría generar confusión ya que existentes devanados delta de 0.4kV ó 0.38kV que alimentan servicios auxiliares de la subestación, lo cual podría causar confusión en si la nomenclatura hace referencia a un transformador de 2 devanados T142-260 de 220/60kV ó si hace referencia a un transformador de 3 devanados T142-260 220/60/0.4kV.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 47 de REP.

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinerghmin al Comentario 47 de REP.

16.48 Comentario 48 (ST-COES) Requisitos Generales PR-20

Numeral 1.3 del Anexo 1

El numeral 1.3 se indica que los reactores y bancos de condensadores shunt tendrían la nomenclatura RP y CP, al respecto se sugiere mantener la codificación existente para equipos de compensación reactiva tipo shunt como R y C y solo diferenciarlos si son de línea o en conexión serie. Por otro, lado el documento no diferencia si un reactor es de línea o de barra, siguiendo el comentario anterior se hace más engorroso diferenciarlos por niveles de tensión y con 4 dígitos a que solo diferenciarlos por números consecutivo, ya que en la operación en tiempo real el CCO-COES antes de dar la orden hace alusión a la barra y al nivel de tensión endonde se hará la maniobra.

Por otro lado, no se especifica si el orden de los correlativos sería de forma general por tipo de equipo o si se especificara por nivel de tensión

Sustento:

Teniendo en cuenta que existen barras que no operan en los valores convencionales de tensión y a la cantidad de compensación inductiva que se tiene en el SEIN, no se ve necesario utilizar una nomenclatura de 4 dígitos para denominar los equipos inductivos

Opinión del COES

Sugerencia parcialmente aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 48 de REP.

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinerghmin al Comentario 48 de REP.

16.49 Comentario 49 (ST-COES) Requisitos Generales PR-20

Numeral 1.3 del Anexo 1

En el numeral 1.3 se sugiere denominar a las compensaciones serie fijas como CS, al respecto esta nomenclatura a primera impresión haría referencia a Compensador Síncrono. Se sugiere mantener la nomenclatura XC (Reactancia Capacitiva)

Sustento:

Los equipos de compensación serie fija cuentan con equipos de control y protección propio, independientes de la línea de transmisión, además de equipos de su propio interruptor, pararrayos, TC, etc. Lo cual los hace un conjunto de equipos y no solo un capacitor serie.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 49 de REP.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinergmin al Comentario 49 de REP.

16.50 Comentario 50 (ST-COES) Requisitos Generales PR-20Numeral 1.3 del Anexo 1

Del numeral 1.3 se entiende que la nueva nomenclatura aplicaría para las instalaciones y/o equipos cuya puesta en servicio sea posterior a la publicación del PR-20. Esto debe aclararse en el documento ya que los códigos asignados implican colocar la nomenclatura no solo a nivel de equipos de patio y SCADA sino también a nivel de arquitectura de control, protección, procedimientos de maniobras, procedimientos de trabajos y gestión de activos.

Sustento:

El numeral 1.3 no especifica si el cambio de nomenclatura será para las nuevas instalaciones que se integren al SEIN posterior a la aprobación del nuevo PR-20 o si aplicará también a los equipos existentes.

Opinión del COES

Consulta atendida.

Ver opinión del COES al Comentario 50 de REP.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinergmin al Comentario 50 de REP.

16.51 Comentario 51 (ST-COES) Requisitos Generales PR-20Numeral 1.3 del Anexo 1

El numeral 1.3 no indica los criterios que se tendrá en la codificación en caso de instalaciones que seccionan líneas existentes. Por lo general el criterio ha sido que en caso de conexiones tipo Pi que seccionan líneas existentes, la línea que cambiaría de código sería la que luego del seccionamiento presente la menor longitud, mientras que el tramo restante mantiene su nomenclatura original. Debe indicarse este tipo de caso en la descripción de nomenclaturas de líneas.

Sustento:

Debido al libre acceso, los nuevos proyectos de generación y demanda que se conectan al SEIN seccionan líneas, el numeral 1.3 no especifica este tipo de caso.

Opinión del COES

Consulta atendida.

Ver opinión del COES al Comentario 51.

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinerghmin al Comentario 51 de REP.

16.52 Comentario 52 (ST-COES) Requisitos Generales PR-20Numeral 1.3 del Anexo 1

Falta detallar la forma de codificación de líneas menores a 100 kV.

Sustento:

En el punto 1.2 Alcance, indica que el COES va a codificar solo las líneas para tensiones mayores a 100 kV.

Opinión del COES

Consulta atendida.

Ver opinión del COES al Comentario 52 de REP.

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinerghmin al Comentario 52 de REP.

16.53 Comentario 53 (ST-COES) Requisitos Generales PR-20Numeral 1.3 del Anexo 1

Para la codificación de los equipos mayores a 100 kV se debe validar con todos los agentes del SEIN el último código usado para codificar sus distintos equipos (reactores, transformadores, etc) para tomar como punto de partida el correlativo de este código. De esta manera evitar duplicidad de códigos de equipos existentes.

Sustento:

Es necesario evitar duplicidad ya que en la operación tiempo real puede traer confusiones en las maniobras o restablecimientos por falla. También hay que considerar que las codificaciones de los equipos existentes están presentes en los diagramas unifilares, en planos, relés, controladores, etc y hacer alguna actualización o modificación de los códigos requiere recursos económicos no presupuestados.

Opinión del COES

Consulta atendida.

Ver opinión del COES al Comentario 53 de REP.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinergmin al Comentario 53 de REP.

16.54 Comentario 54 (ST-COES) Líneas de Transmisión**Numeral 2.3.1 del Anexo 1**

Respecto al numeral 2.3.1, los nuevos tramos de línea que se construyan al seccionar la línea actual, así como las celdas generadas deberán de ser transferidas al actual concesionario, sin que el actual propietario pierda el control total de la línea.

Los reactores de línea o cualquier otro equipamiento que se incluya deberá de ser transferido al actual propietario de la línea mediante una adenda a su contrato de concesión.

Sustento:

Con el seccionamiento de la línea existente el actual concesionario no debe perder el control y operación total de la línea. Tomamos como ejemplo la LT 220 kV Asia Cantera donde los extremos remotos son de otros concesionarios diferentes a REP su operación es complicada y se deteriora la flexibilidad para casos de mantenimiento dado que se tiene dependencia para desenergizar en casos de emergencia, tampoco se puede operar y aperturar interruptores de manera rápida en caso se presente una persona en la torre o cercana a las fases. En casos de mantenimiento de la línea se requiere de múltiples permisos para desenergizar la línea.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 54 de REP.

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinerghmin al Comentario 54 de REP.

16.55 Comentario 55 (ST-COES) Subestaciones**Numeral 2.3.2 del Anexo I**

Las barras con configuración barra simple desde su diseño deben dejar los espacios necesarios y suficientes para la futura implementación de la segunda barra y su acople en caso la barra ya cuente con 5 ó 6 celdas, en lugar de realizar la ampliación longitudinal.

Sustento:

Se debe especificar que, a futuro, se debe implementar la segunda barra si es que la simple barra ya cuenta con 6 celdas, la operación de 6 celdas en simple barra es de baja confiabilidad.

No se debe permitir el crecimiento longitudinal en simple barra (6 celdas en un extremo y 6 celdas en otro extremo) debido a su baja confiabilidad y alta ENS.

Se solicita que como máximo las barras simples tengan 5 celdas conectadas, 6 tiene alto impacto en casos de falla.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 55 de REP.

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinerghmin al Comentario 55 de REP.

16.56 Comentario 56 (ST-COES) Subestaciones**Numeral 2.2 del Anexo I**

En el Capítulo 2.2 se menciona que las soluciones a los problemas de sobrecargas en líneas de transmisión y/o transformadores de potencia del STTN y STTR serán analizados en el marco del plan de transmisión; sin embargo, tanto los problemas originados por el proyecto a conectarse en el SEIN en el STTN, STTR o STTL deben ser asumidos por el titular del proyecto que requiera conectarse al sistema.

“2.2 ALCANCE

(...)

Las soluciones a los problemas de sobrecargas en líneas de transmisión y/o transformadores de potencia del STTN y STTR asociados a una instalación que se conecte

por primera vez al SEIN, serán analizadas en el marco del Plan de Transmisión del periodo correspondiente, realizando las recomendaciones necesarias para asegurar la operatividad del SEIN. Las que correspondan a instalaciones del STL, serán analizadas en el EPO del proyecto que genera las sobrecargas.”

Sustento:

No debería haber una diferenciación para quien origine un problema en la red, de ser un proyecto que ocasiona sobrecargas en elementos actuales del SEIN, las soluciones a estos problemas deberían ser asumidos por el proyecto.

Opinión del COES

Sugerencia parcialmente aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 56 de REP.

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinerghmin al Comentario 56 de REP.

16.57 Comentario 57 (ST-COES) Líneas de Transmisión

Numeral 2.3.1 del Anexo 1

En el numeral 2.3.1 se menciona que “en los tramos de línea corta resultantes (...);” sobre ello se solicita agregar en la nueva versión del PR-20 la definición de una línea corta, o bajo que normativa o metodología se puede catalogar a una línea de tantos kilómetros, en corta, media o larga. De ser la metodología o normativa, el SIR, se debe de especificar con que método de cortocircuito realizar los cálculos para clasificar una línea en corta, media o larga.

“2.3.1 CRITERIOS PARA LA CONEXIÓN EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

(...)

• *Las líneas de transmisión definidas como STTR y STL deberán cumplir con los criterios establecidos en la Tabla 2.1. De no poder cumplir con alguno de los criterios, el proyecto deberá conectarse a una de las subestaciones ubicadas al extremo de la línea.*

En el caso de seccionarse una línea de transmisión, el titular de la nueva instalación deberá considerar e implementar la reubicación de transposiciones, modificación de reactores de línea (si los tuviera), así como

el cambio o adecuación de las protecciones y sistemas de comunicación de la línea existente. En caso de que, al seccionarse las líneas, en los tramos de línea corta resultantes se requiera protección diferencial de línea y la línea existente no tenga fibra óptica, se debe implementar el sistema de comunicación necesario para dejar operativa este tipo de protección. En los otros tramos, se deberá mantener el esquema de protección y comunicaciones de la línea original.

(...)”

Sustento:

En el proyecto de punta lomititas la línea desde Ica hacia subestación intermedia se catalogó como media por el SIR, pero usando otro método de cortocircuito salía corta. Siendo válido el método de cálculo de cortocircuito en el cual la línea se sustentaba como corta, se debió colocar fibra óptica en ese tramo de la línea, lo cual no fue así en la realidad.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 57 de REP.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinergmin al Comentario 57 de REP.

16.58 Comentario 58 (ST-COES) Líneas de Transmisión

Numeral 2.3.1 del Anexo 1

En el numeral 2.3.1 se menciona que se deberá adaptar la compensación serie existente al seccionar una línea de transmisión. Se requiere que en este párrafo se especifique sustentar en estudios eléctricos si la compensación serie es necesaria o no cuando se seccione la línea de transmisión por el ingreso de un proyecto; de no requerir adaptar la compensación serie, se debería quedar en bypass.

Sustento:

La línea entre Cotaruse y Socabaya cuenta con compensación serie; sin embargo, los flujos de potencia analizados en diversos escenarios hacia el futuro muestran una baja cargabilidad en estas líneas, por lo tanto, cualquier proyecto que se requiera conectarse a estas líneas deberá seccionar y adaptar la compensación serie de acuerdo con lo propuesto en el PR-20, siendo lo correcto estudiar la necesidad de tener una compensación serie en esos tramos.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 26 de ORYGEN.

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinerghmin al Comentario 26 ed ORYGEN.

16.59 Comentario 59 (ST-COES) Subestaciones

Numeral 2.3.2 del Anexo 1

En la propuesta de modificación:

"2.3.2 CRITERIOS PARA LA CONEXIÓN DE SUBESTACIONES

(...)

Criterios para las Configuraciones en Doble Barra y Doble Barra con Seccionador de Transferencia

(...)

- Cada Interruptor debe contar con los seccionadores necesarios para aislarlos de la subestación, de manera de poder proceder con los trabajos de mantenimiento, sin interrupción del servicio.*

(...)"

Se solicita corregir con relación a configuraciones doble barra.

Sustento:

Se entiende que se pueda cumplir este criterio en configuraciones de interruptor y medio; sin embargo, es imposible evitar la interrupción del servicio en configuraciones de doble barra.

Opinión del COES

Sugerencia aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 59 de REP.

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinerghmin al Comentario 59 de REP.

16.60 Comentario 60 (ST-COES) Subestaciones

Numeral 2.3.2 del Anexo 1

En la propuesta de modificación:

"2.3.2 CRITERIOS PARA LA CONEXIÓN DE SUBESTACIONES

(...)

Criterios para las Configuraciones en Doble Barra y Doble Barra con Seccionador de Transferencia

(...)

- Conectar los circuitos de flujo bidireccional en los extremos de la subestación.

(...)”

Se solicita que se pueda dar más detalles o aclarar esta definición en relación con los “Criterios para las configuraciones en doble barra”.

Sustento:

No se entiende la definición del criterio de conectar los circuitos de flujo bidireccional en los extremos de la subestación.

Opinión del COES

Sugerencia parcialmente aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 60 de REP.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinergmin al Comentario 60 de REP.

16.61 Comentario 61 (ST-COES) Protecciones

Numeral 6.5 del Anexo 1

En el numeral 6.5 se indica lo siguiente:

“6.5 PROTECCIÓN DE BARRAS (87B, 50BF)

(...)

4. Los relés diferenciales deben recibir las señales de posición de todos los seccionadores de barra mediante los contactos normalmente abierto (NO) y normalmente cerrado (NC), para identificar la barra en operación.

(...)”

En este párrafo se debe agregar que, si la configuración de la barra es del tipo simple barra, no es necesario llevar la posición de todos los seccionadores.

Sustento:

Los relés diferenciales para su funcionamiento no requieren la posición de los seccionadores en configuración simple barra, por estar conectada siempre en una sola barra y adicionalmente se evita tender cableado para supervisar posiciones que no son necesarias.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 61 de REP.

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinerghmin al Comentario 61 de REP.

16.62 Comentario 62 (ST-COES) Protecciones**Numeral 6.3.4 del Anexo 1**

En la página 107 numeral 6.3.4 punto 6 dice que las protecciones deben tener funciones especiales para líneas con compensación serie. Se debe detallar cuáles son las funciones especiales para aplicarlas a líneas con compensación serie, queda muy abierto este requisito.

Sustento:

El procedimiento debe ser claro y no dejar puntos abiertos a interpretación.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 62 de REP.

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinerghmin al Comentario 62 de REP.

16.63 Comentario 63 (ST-COES) Protecciones**Numeral 6.3.4 del Anexo 1**

En la propuesta de modificación:

"6.3.4 CARACTERÍSTICAS DE LA PROTECCIÓN DE DISTANCIA (21/21N)

(...)

14. En caso de subestaciones en anillo o interruptor y medio con doble entrada de corriente y tensión."

No se entiende cual es el requisito, se sugiere revisar y validar, dado que al parecer la oración estaría incompleta.

Opinión del COES

Sugerencia aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 63 de REP.

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinerghmin al Comentario 63 de REP.

16.64 Comentario 64 (ST-COES) Protecciones

Numeral 6.10.2 del Anexo 1

En el numeral 6.10.2, se está pidiendo PMU para todas las líneas y transformadores del sistema de transmisión, esto eleva los costos y no es necesario, se puede ubicar de forma óptima estos PMU, asimismo existe el riesgo para la empresa de transmisión de que para modificaciones a las líneas existentes de la concesión se pida estos PMU sin estar contemplados en las obligaciones de su contrato.

"6.10.2 UNIDAD DE MEDICIÓN FASORIAL (PMU)

Es de cumplimiento obligatorio la instalación de sistemas de medición fasorial (PMU) en los sistemas de protección de las siguientes instalaciones:

- 1. En las líneas de transmisión, transformadores de potencia y equipos de compensación reactiva variable del STTN, STTR e Interconexiones Internacionales.*
- 2. En las Centrales de Generación con potencia nominal igual o mayor a 20 MW cuyo Punto de Conexión sean instalaciones en niveles de tensión mayor a 100 kV. Para las CGC se instalarán en cada unidad de generación y, para las CGNC se instalará en el Punto de Conexión.*
- 3. En las instalaciones de Demanda que tengan niveles de tensión mayor a 100 kV, se instalarán en el Punto de Conexión.*

(...)"

Sustento:

En muchos casos se duplicarán las mediciones fasoriales de las tensiones en las barras, desperdiciando equipos y perdiendo las eficiencias de tener una localización de PMU coordinada.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 64 de REP.

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinerghmin al Comentario 64 de REP.

16.65 Comentario 65 (ST-COES) Protecciones

Numeral 6.10.3 del Anexo 1

En el numeral 6.10.3, se pide registradores de falla en todo el sistema de transmisión, se debería exigir en donde no exista ningún otro equipo que registre una falla.

“6.10.3 EQUIPOS REGISTRADORES DE FALLAS

Es obligación de las instalaciones de generación, transmisión y de la demanda instalar Equipos Registradores de Fallas (Registrador Osciloperturbógrafo), para captar información de los eventos de fallas que ocurran en el sistema eléctrico y realizar los análisis respectivos, así como enviar la información al COES como lo establece la NTCSE.

Deberán ser equipos especializados en registros de fallas independientes de los relés de protección, para registrar eventos ocasionados por diversos fenómenos del sistema, monitorear el desempeño de los relés de protección y poder arrancar por diferentes variables ajustadas que se detallan más adelante, con gran capacidad de almacenamiento de registros de eventos.”

Sustento:

Por ejemplo, en una misma celda deberá haber dos relés con captura de oscilografías, registrador de fallas y PMU que también registra eventos siendo esto un desperdicio de equipos y dinero. En todo caso se debe priorizar a los PMU y dejar atrás los registradores de falla.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 27 de REP.

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinerghmin al Comentario 27 de REP.

16.66 Comentario 66 (ST-COES) Protecciones

Numeral 7.5.1 del Anexo 1

En el numeral 7.5.1 se menciona que “los seccionadores incluirán mandos mecánicos, los cuales no corresponden al nivel 0”, sobre este punto es importante mencionar que las maniobras de nivel 0 corresponde a la operación directa del equipo en el patio de la subestación de forma eléctrica o mecánica, en donde se da prioridad al mando eléctrico. Adicionalmente se sugiere agregar en el texto que desde este nivel no se podrán realizar maniobras que impliquen energización de activos.

“7.5.1 MANDO “LOCAL” – NIVEL 0

(...)

Adicionalmente al mando eléctrico, los seccionadores incluirán mandos mecánicos, los cuales no corresponden al nivel 0, y su utilización, solo debe permitirse con equipos fuera de servicio.”

Sustento:

Desde este nivel de operación se realizan maniobras operativas de cierre o apertura de seccionadores y cuchillas de puesta a tierra, cuando las celdas se encuentran fuera de servicio, cuando estos no tienen el mando eléctrico o cuando el comando remoto presenta fallas.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 66 de REP.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinergmin al Comentario 66 de REP.

16.67 Comentario 67 (ST-COES) Protecciones (Revisar Noske)

Numeral 7.5.4 del Anexo 1

De la propuesta de modificación:

“7.5.4 MANDO “POR TELEMANDO” – NIVEL 3

(...)

El modo de mando local desde la sala de control de la subestación se realiza de forma no

habitual, cuando se haga presente el personal de operaciones en la misma.”

Se sugiere retirar este párrafo ya que no corresponde a un mando de nivel 3.

Asimismo, en el texto “Comprende al mando eléctrico ejecutado desde un centro de control de la empresa”, se sugiere indicar que este nivel de operación corresponde a la operación y supervisión de los equipos de la subestación desde un centro de control remoto a través de un sistema SCADA.

Sustento:

El nivel 3 corresponde a la operación y supervisión de los equipos de la subestación desde un centro de control remoto a través de un sistema SCADA, el cual obtiene la información de las subestaciones por medio de una Unidad Terminal Remota (RTU), en ese sentido no corresponde mencionar telemandos de forma local.

Opinión del COES

Sugerencia parcialmente aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 67 de REP.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinergmin al Comentario 67 de REP.

16.68 Comentario 68 (ST-COES) Subestaciones

Anexo 1 del PR-20 CAPÍTULO 5 Requisitos Técnicos Mínimos de Instalaciones de Subestaciones Eléctricas.

Modificar el Anexo1 del PR-20, en su capítulo 5.6 Equipamientos de alta tensión, en el especial caso en el subcapítulo 5.6.2 INTERRUPTORES, el cual en su ítem 6, exige los tiempos de operación o de corte nominal (máximo) para la interrupción de las corrientes de cortocircuito, en función de la tensión nominal. Esto está exigiendo que para tensiones mayores a 220 kV el interruptor debe tener un tiempo máximo de 40 ms. Por lo anterior, sugerimos que se modifique la exigencia a un valor menor a 3 ciclos (50 milisegundos) o en su debido defecto nos clarifiquen, especifiquen o discriminen a que hace equivalencia este tiempo de 40 ms. Si la interpretación es al tiempo de separación de los contactos o es a la suma del tiempo que tiene en cuenta en la separación de contactos más el tiempo de extinción del arco.

Sustento:

Se hace la claridad que la característica del tiempo máximo de apertura (break time) $t_{break\ time} = t_{opening\ time} + t_{arcing\ time}$, de tal forma que se garantice un tiempo nominal de interrupción (rated interrupting time) $t_{rated\ interrupting\ time} = t_{relay\ time} + t_{break\ time}$, menor o igual a 3 ciclos (60 Hz) $\leq 50\ ms$ (IEEE C37.04) (IEC 62271-100:2021, Figura 2), favor confirmar el valor declarado a cuál tiempo corresponde: a break time, opening time o rated interrupting time.

Por lo anterior, solicitamos modificar el ítem de Tiempo total de apertura de 40 ms por uno menor a 3 ciclos $< (50ms)$, debido a que en el mercado hay interruptores en el orden de 45 ms y estarían siendo excluidos. Teniendo presente que la norma permite tiempos menores o igual a 3 ciclos (60 Hz) $\leq 50\ ms$ (IEEE C37.04) (IEC 62271-100:2021).

O en su defecto que se discrimine a qué se refiere el tiempo de 40 ms, porque si está relacionado con la apertura de los contactos (Opening time), se estaría cumpliendo con la exigencia y normativa.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 68 de REP.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinergmin al Comentario 68 de REP.

16.69 Comentario 69 (ST-COES) Subestaciones

ANEXO N°1 del PR-20 CAPÍTULO 5

Modificar el Anexo1 del PR-20, en su capítulo 5.6 Equipamientos de alta tensión, en el especial caso en el subcapítulo 5.6.3 SECCIONADORES Y CUCHILLAS DE PUESTA A TIERRA, lo cual en su ítem 3, exige motores eléctricos de corriente continua para operación de los seccionadores

Sustento:

La alimentación de los motores se podría realizar con corriente alterna (CA), debido a que la operación de estos es eventual y están conectados a la barra de servicios esenciales, que cuenta con fuente principal, respaldo y de emergencia y de esta manera no se requiere adicionar cargas adicionales al dimensionamiento de los sistemas de baterías.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 30 de REP.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinergmin al Comentario 30 de REP.

16.70 Comentario 70 (ST-COES) Subestaciones

ANEXO N°1 del PR-20 CAPÍTULO 5

Modificar el Anexo1 del PR-20, en su capítulo 5.6 Equipamientos de alta tensión, en el especial caso en el subcapítulo 5.6.3 SECCIONADORES Y CUCHILLAS DE PUESTA A TIERRA, lo cual en su ítem 4, exige que los seccionadores de 500 kV del STTR deben tener mando motorizado en cada polo y a la vez permite que Los seccionadores del STTR pueden tener un mando motorizado único para los tres polos.

Sustento:

Existe una incongruencia debido a que exige que los seccionadores del STTR tengan mando motorizado en cada polo y a la vez permite que los seccionadores STTR puedan tener un mando motorizado único para los tres polos.

Opinión del COES

Sugerencia aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 70 de REP.

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinerghmin al Comentario 70 de REP.

16.71 Comentario 71 (ST-COES) Subestaciones**Anexo 1 del PR-20**

El devanado terciario cuya función principal es de compensación, será conectado en delta y debe tener como mínimo una potencia de diseño equivalente al 30 % de la potencia de diseño del devanado alta tensión.

Sustento:

Esta regla de un tercio está asociada a la posibilidad de alimentar cargas monofásicas en donde una fase del transformador o banco puede alimentar toda su potencia entre fase y tierra con las otras fases en vacío, esta condición de operación generaría una corriente por el devanado terciario de un tercio de la corriente nominal de una fase, sin embargo, en sistemas de transmisión esta condición de desbalanceo se presenta en operación continua.

Por otro lado, existe una creencia errónea de que al ser para el caso de falla a tierra monopolar en el devanado secundario, la corriente de falla en el terciario, un tercio de la corriente de falla en el secundario, la potencia del devanado terciario debe ser un tercio, para garantizar su soportabilidad. Sin embargo, la soportabilidad a los esfuerzos electrodinámicos por las corrientes de cortocircuito del terciario se garantiza realizando las verificaciones requeridas por la norma IEC 60076-5.

Se propone:

Que el dimensionamiento del devanado terciario en un transformador de potencia para aplicación en subestaciones de transmisión debe satisfacer las siguientes condiciones:

- a. Alimentación de las cargas auxiliares requeridas. Se debe tener en cuenta en el horizonte de largo plazo posibles alimentaciones de los SSAA de compensadores estáticos o enlaces de HVDC desde la subestación.
- b. Soportar las corrientes de cortocircuito tanto térmica como mecánicamente que puedan producirse en servicio sin que se superen los límites de temperatura en el devanado terciario admitidos por la Norma IEC 60076-5.

- c. Soportar las corrientes armónicas generadas por las corrientes de magnetización y las inyectadas desde la red cuando el terciario actúa como devanado de compensación.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 81 de ORYGEN.

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinerghmin al Comentario 81 de ORYGEN.

16.72 Comentario 72 (ST-COES) Subestaciones

Anexo 1 del PR-20 5.6.15 SUBESTACIONES ENCAPSULADAS AISLADAS EN GAS SF6

Modificar el Anexo 1 del PR-20, en su capítulo 5.6.15 SUBESTACIONES ENCAPSULADAS AISLADAS EN GAS SF6, el cual en su ítem 5, exige que en las subestaciones GIS del STTN y STTR, los equipos y barras deben tener una disposición unipolar (cada fase en diferente encapsulado).

Sustento:

Se propone permitir que en las barras y derivaciones se permita disposición tripolar hasta 245 kV, de esta forma se minimiza la cantidad de compartimentos, juntas y masa de gas SF6 y se disminuye la probabilidad de fugas y efecto negativo al medio ambiente.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 72 de REP.

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinerghmin al Comentario 72 de REP.

16.73 Comentario 73 (ST-COES) Subestaciones

Anexo 1 del PR-20

Se indica que los reactores serie deberán contar con capacitor shunt para reducir las sobretensiones de maniobras.

La disposición de dicho capacitor debiera estar supeditada al análisis de sobretensiones por maniobras en el CB, la inductancia del reactor, la capacitancia propia del circuito y las características del interruptor se deben analizar de forma conjunta para asegurar que este último operará adecuadamente en los diferentes escenarios. Hacer de este un requerimiento

obligatorio adiciona otro punto de mantenimiento (y posible falla) y mayor costo sin agregar valor al sistema.

Sustento:

El texto "... Asimismo, deberán contar con capacitor shunt para reducir las sobretensiones de maniobras."

Sería reemplazado con "... Asimismo, se deberán realizar los estudios de sobretensiones de maniobras (TRV/RRRV) que permitan asegurar que el interruptor operará adecuadamente en todos los escenarios, o en su defecto, se dimensionen las capacitancias necesarias a considerar en el diseño para asegurar dicha operación".

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 73 de REP.

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinerghmin al Comentario 73 de REP.

16.74 Comentario 74 (ST-COES) Subestaciones

Anexo 1 del PR-20 5.6.15 SUBESTACIONES ENCAPSULADAS AISLADAS EN GAS SF6

En el punto 2 de este numeral se hace referencia a la Segunda edición de la norma IEC 62271-203 como referencia, se recomienda realizar la referencia simplemente como la versión vigente al momento de la ejecución del proyecto, ya que esta fue actualizada en 2022 y probablemente será objeto de actualización en 2027.

Sustento:

Realizar el ajuste según lo descrito en la columna anterior.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 24 de REP.

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinerghmin al Comentario 24 de REP.

16.75 Comentario 75 (ST-COES) Subestaciones

Anexo 1 del PR-20 5.6.15 SUBESTACIONES ENCAPSULADAS AISLADAS EN GAS SF6

En el punto 6 se indica lo siguiente:

"El diseño de la subestación GIS debe prever interfaces ("Buffers") en ambos extremos, para futuras ampliaciones o extensiones de barras y debe ser tal que permita probar el conjunto ampliado"

No se debiera exigir que las ampliaciones sean posibles hacia ambos extremos de la barra ya que en ocasiones alguno de ellos puede verse limitado por las condiciones del terreno.

Adicionalmente, si el objeto de estos buffers es permitir que se realicen pruebas sin sacar de servicio las celdas existentes, se recomienda plantearlo de manera explícita ya que el texto actual no lo hace un elemento obligatorio.

Sustento:

El texto "El diseño de la subestación GIS debe prever interfaces ("Buffers") en ambos extremos, para futuras ampliaciones o extensiones de barras y debe ser tal que permita probar el conjunto ampliado"

Sería reemplazado con "El diseño de la subestación GIS debe prever interfaces ("Buffers") en los extremos donde se hayan dispuesto los espacio para la ampliación, para futuras ampliaciones o extensiones de barras y debe ser tal que permita probar las celdas a ampliar sin sacar de servicio las celdas en operación"

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 75 de REP.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinergmin al Comentario 75 de REP.

16.76 Comentario 76 (ST-COES) Subestaciones

Anexo 1 del PR-20

El punto 5 indica lo siguiente: *"... Asimismo, el reactor de neutro debe contar con una cuchilla de tierra en paralelo, con el fin de que, al cerrar esta ..."*

El párrafo anterior limita el equipo de maniobra a cuchillas de puesta a tierra siendo que también es una práctica usual la implementación de interruptores al cierre, la cual trae mejores beneficios en cuanto al desempeño durante la maniobra, por lo anterior no se debiera limitar a un equipo de maniobra particular.

Sustento:

El texto *"... Asimismo, el reactor de neutro debe contar con una cuchilla de tierra en paralelo, con el fin de que, al cerrar esta ..."* Sería reemplazado con *"...*

Asimismo, el reactor de neutro debe contar con un equipo de maniobra en derivación, con el fin de que, al cerrar esta

..."

Opinión del COES

Sugerencia aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 76 de REP.

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinerghmin al Comentario 76 de REP.

16.77 Comentario 77 (ST-COES) Subestaciones

Anexo 1 del PR-20

Se indica que la protección contra incendio de unidades transformadoras debe realizarse utilizando sistemas de actuación ante la gradiente de súbita presión mediante rotura de membrana e inyección de nitrógeno. Estos sistemas pueden ser sujetos a un falso disparo lo que llevaría a una condición de indisponibilidad mayor ante la salida innecesaria de una unidad, dada la existencia de varios sistemas y su constante mejora, se debiera enfocar la solicitud de implementación de sistemas contra incendio hacia requerimientos de confiabilidad y no limitar a una sola tecnología y su rango de aplicación.

Sustento:

Abrir el espectro de sistemas contra incendio de unidades transformadoras a diferentes tecnologías

Opinión del COES

Sugerencia aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 77 de REP.

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinerghmin al Comentario 77 de REP.

16.78 Comentario 78 (ST-COES) Subestaciones

Anexo 1- 5.6.1 Especificaciones técnicas generales. Literal h "Sismos" segundo párrafo

Propuesta de modificación:

Para los equipos de alta tensión y sus estructuras de soporte, se deberá cumplir el estándar IEEE Std 693 (Ref.[33]). La selección del nivel de

comportamiento requerido deberá ser realizado de acuerdo con el procedimiento indicado en el numeral 5.12.2 "*Site-specific seismic Hazard method*" de la IEEE Std 693

Sustento:

La zonificación sísmica indicada en la norma E-030 no es suficiente para seleccionar el nivel de desempeño requerido para los equipos según al IEEE-693.

Fundamentalmente por el periodo de retorno de las aceleraciones. Las aceleraciones sísmicas de la norma E-030 están definidas para una probabilidad de excedencia del 10% en 50 años de exposición (Periodo de retorno 475 años) y de acuerdo IEEE-693 y con el fin de garantizar el servicio durante y después de la ocurrencia del sismo se requieren aceleraciones con una probabilidad de excedencia del 2% en 50 años de exposición. (Periodo de retorno 2475 años).

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 92 de ORYGEN.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinergmin al Comentario 92 de ORYGEN.

16.79 Comentario 79 (ST-COES) Líneas de Transmisión

Anexo 1- Capítulo 3. Requisitos técnicos mínimos de instalaciones de líneas de transmisión eléctricas, numeral 3.2.3 capacidad de corriente de los cables de guarda

Se indica que: "El valor mínimo de corriente de corto circuito a considerar, será el obtenido de la base de datos del Plan de Transmisión de largo plazo vigente, que corresponda al último año del horizonte.", sin embargo, en los pliegos de las convocatorias se establece que los cables de guarda deberán ser capaces de soportar un cortocircuito a tierra estimado que garantice un tiempo de vida útil no menor de 30 años de servicio y que el Concesionario sustentará la metodología de cálculo. Se solicita que la metodología sea incluida en el PR20 y que esta quede general para todos los que participen en proyectos de líneas de transmisión.

Sustento:

El objetivo del PR20 es unificar los criterios a tener en cuenta para el diseño en proyectos eléctricos.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada

Ver opinión del COES al Comentario 79 de REP.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinergmin al Comentario 79 de REP.

16.80 Comentario 80 (ST-COES) Subestaciones

Anexo 1- capítulo 5. requisitos técnicos mínimos de Instalaciones de subestaciones eléctricas, numeral 5.5.4 Coordinación aislamiento

Se indica que “Las sobretensiones de frente muy rápido (“Very Fast Front”) solamente se presentan en las subestaciones encapsuladas en SF6. Por tanto, los titulares de la nueva instalación deberán seleccionar sus equipos adecuadamente, a fin de garantizar que no se vean afectados por estas sobretensiones, para lo cual, deberán contar con un documento de respaldo del fabricante.” Se solicita que se aclare que este respaldo aplica para subestaciones GIS con una tensión mayor a 300 kV, pues se puede dar el caso que se tengan proyectos con subestaciones GIS con tensiones de 220 kV o 145 kV.

Sustento:

Por lo general, según la literatura y resultados de pruebas de fabricantes el fenómeno de VFTO podría ser significativo en tensiones superiores a 300 kV.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 80 de REP.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinergmin al Comentario 80 de REP.

16.81 Comentario 81 (ST-COES) Subestaciones

Anexo 1- capítulo 5. requisitos técnicos mínimos de Instalaciones de subestaciones eléctricas, numeral 5.6.11 Reactores en derivación

Se recomienda que se incluya en las características, el grado de compensación que se debe buscar cuando se seleccionen los reactores de línea. Lo anterior para que todos los que participen en proyectos de líneas de transmisión apliquen el mismo criterio.

Sustento:

El objetivo del PR-20 es unificar los criterios a tener en cuenta para el diseño en proyectos eléctricos

Opinión del COES

Sugerencia aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 81 de REP.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinergmin al Comentario 81 de REP.

16.82 Comentario 82 (ST-COES) Subestaciones

Anexo 1- capítulo 5. requisitos técnicos mínimos de Instalaciones de subestaciones eléctricas, numeral 5.6.4 Transformadores de corriente.

En el numeral 5.6.4 se observa sólo la utilización de transformadores de corriente convencionales.

Es posible la utilización de transformadores de corriente ópticos, los cuales presentan un mejor desempeño en condiciones transitorias, son inmunes a la saturación, no presentan problemas de secundarios abiertos, no presentan fallas violentas, no utilizan gas SF6 o aceite como medio aislante, mejorando el desempeño técnico, las condiciones para el personal de operación y mantenimiento, minimiza el impacto ecológico, reduce considerablemente el uso de cableado de cobre en baja tensión, mejora la confiabilidad del sistema de protección, la vida útil de estos equipos acorde con información suministrada por los fabricantes es de aproximadamente 50 años y trae consigo grandes beneficios para el sistema de potencia peruano debido a la reducción de los costos que deben asumir los usuarios finales por la entrada de nuevos proyectos al sistema de potencia peruano.

Con base en lo anterior se recomienda realizar los ajustes del numeral 5.6.4 teniendo en cuenta que en el numeral 5.6 llamado "Equipamiento de alta tensión" se establece: "Se pueden aceptar otras tecnologías de equipamiento que satisfagan las características nominales de operación indicadas en el presente numeral, siempre que sean de tecnología moderna y de comprobada aceptación internacional."

El uso de transformadores de corriente ópticos permite tomar las señales digitales de corriente desde el patio y evita la conversión de señales análogas a digitales que se tienen previstas en el numeral 7.5.5 llamado "Subestaciones digitales".

Sustento:

El ajuste propuesto sería:

Se permite el uso de transformadores de corriente convencionales, los cuales deben cumplir con las siguientes características:

Dejar los numerales 1 a 4 actualmente indicados. Adicionalmente, se permite el uso de transformadores de corriente ópticos que cumplan con lo indicado en el numeral 5.6 "Equipamiento de alta tensión".

Para cumplir con lo indicado en el numeral 5.6, se adjunta la siguiente información:

Transformadores de corriente ópticos_Arteche. Documento que contiene los componentes de estos equipos, su configuración, ensayos tipo, ensayos de compatibilidad electromagnética, ensayos mecánicos, ensayos especiales, ensayos sobre las "Merging Unit" y las referencias de los proyectos en los cuales se ha aplicado este tipo de tecnología por parte de Arteche. Los transformadores de corriente de Arteche son fabricados en Bilbao España y es posible contactar a las empresas listadas para conocer sus opiniones de primera mano.

B25-16-BN-01E Sensor óptico_v2. Pruebas de estado transitorio de Arteche.

PCS-9250-OAC_DataSheet R1.00. Documento que contiene las principales características, principio de diseño, componentes y datos técnicos. Los transformadores de corriente de NR son fabricados en Changzhou China.

NR OCT supply record-partial. Este documento listas las referencias de los proyectos en los cuales se ha aplicado este tipo de tecnología por parte de NR. Es posible contactar a las empresas listadas para conocer sus opiniones de primera mano.

Adicionalmente, se solicita el ajuste en los contratos de concesión donde se permita el uso de transformadores de corriente ópticos diseñados con tecnología moderna y aceptados internacionalmente en línea con el PR-20.

En caso de requerir más información no dude en contactar el personal de ISA/REP para suministrarla.

Lo anterior se encuentra alineado con la capacitación brindada por ISA al COES y al OSINERGMIN en diciembre de 2023 en las instalaciones de ISA/REP.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 82 de REP.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinergmin al Comentario 82 de REP.

16.83 Comentario 83 (ST-COES) Subestaciones

ANEXO N°1 del PR-20 CAPÍTULO 2

2.3.2. Criterios para conexión de subestaciones Criterios para la Configuración de Barra en Interruptor y Medio

Dice:

En subestaciones AIS, cada interruptor debe contar con los seccionadores necesarios para aislarlos de la subestación, para los trabajos de mantenimiento, sin interrupción del servicio. **En subestaciones GIS, deberán contar adicionalmente con compartimientos y los seccionadores con visores que permitan visualizar su estado de posición.**

Sustento:

Se propone:

En subestaciones AIS, cada interruptor debe contar con los seccionadores necesarios para aislarlos de la subestación, para los trabajos de mantenimiento, sin interrupción del servicio. **En subestaciones GIS, deberán contar adicionalmente con compartimientos y los seccionadores contar con visores de indicación mecánicos, que permitan visualizar su estado de posición.**

Se justifica este párrafo, en vista que el ente Fiscalizador, insiste en que las GIS cuenten con visores que permita ver estado de separación dentro del compartimiento GIS de los seccionadores (visor de vidrio)

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 83 de REP.

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinerghmin al Comentario 83 de REP.

16.84 Comentario 84 (ST-COES) Requisitos CGC

ANEXO N°1 del PR-20 CAPÍTULO 2

2.4.2. Por Configuración Generador Transformador

Dice:

Potencia Nominal (MVA)	Configuraciones Permitidas para CGC
$50 \text{ MVA} \leq S_n \leq 100 \text{ MVA}$	(a) y (b)
$S_n > 100 \text{ MVA}$	(a)

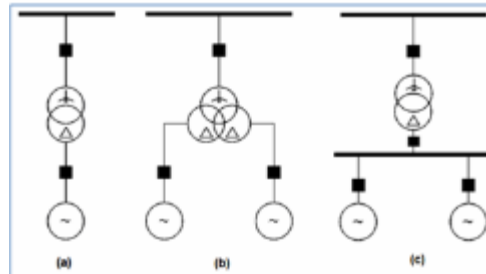


Figura 2.7 Configuraciones permitidas generador-transformador para CGC

Sustento:

Debe decir:

Potencia Nominal (MVA)	Configuraciones Permitidas para CGC
$50 \text{ MVA} \leq S_n \leq 100 \text{ MVA}$	(a) y (b)
$S_n > 100 \text{ MVA}$	(c)

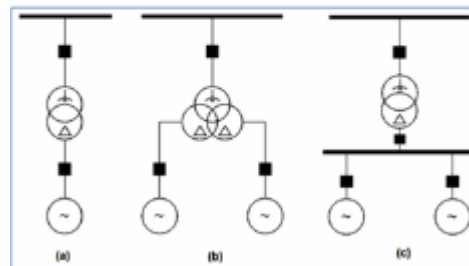


Figura 2.7 Configuraciones permitidas generador-transformador para CGC

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada

Ver opinión del COES al Comentario 84 de REP.

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinerghmin al Comentario 84 de REP.

16.85 Comentario 85 (ST-COES) Subestaciones

ANEXO N°1 del PR-20 CAPÍTULO 5

5.4.4. Coordinación de aislamiento

Niveles de Aislamiento para Sobretensiones de Transitorios

Los niveles de aislamiento, para las sobretensiones de maniobra (o frente lento) y atmosféricas (o frente rápido), deben ser definidos considerando los valores recomendados por la norma IEC 60071-1 e IEC 60071-2 (Ref. [2]).

Las sobretensiones de frente muy rápido ("Very Fast Front") solamente se presentan en las subestaciones encapsuladas en SF6. Por tanto, los titulares de la nueva instalación deberán seleccionar sus equipos adecuadamente, a fin de garantizar que no se vean afectados por estas sobretensiones, para lo cual, deberán contar con un documento de respaldo del fabricante.

Sustento:

Se propone:

Que el anexo 1 del PR-20 indique las tensiones normalizadas para aplicación de estudios sustentarios de EPO y OE, siendo que estos estudios son requeridos por el COES.

Nota: tenemos respuesta de fabricantes que los fenómenos VFTO es para $U_m > 300$ kV

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 79 de ORYGEN.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinergmin al Comentario 79 de ORYGEN.

16.86 Comentario 86 (ST-COES) Subestaciones

ANEXO N°1 del PR-20 CAPÍTULO 5

5.4.5. Servicios Auxiliares Servicios de corriente alterna

En subestaciones del STTN y STTR, deben tener necesariamente dos fuentes de alimentación en alterna (AC), que pueden ser:

- a) En subestaciones con dos bancos de unidades transformadoras de potencia: dos transformadores de servicios auxiliares, trifásicos, conectados cada una al terciario de las unidades transformadoras de cada banco, mediante celda con interruptor.
- b) En subestaciones con un banco de unidades transformadoras de potencia: un transformador de servicios al terciario de las unidades transformadoras del banco, mediante celda con interruptor y, una fuente de alimentación, proveniente de la red de servicio público (alimentación externa) o de un transformador de tensión tipo inductivo, conectado a la barra de la subestación.

c) En subestaciones sin banco de unidades transformadoras de potencia: dos fuentes de alimentación, provenientes de la red de servicio público (alimentación externa) y/o de los transformadores de tensión tipo inductivo, conectados a las barras de la subestación.

Sustento:

Aclarar/indicar:

¿Si el grupo electrógeno cuenta como punto de conexión AC adicional a lo requerido?

¿En este caso el grupo electrógeno sería la tercera fuente?

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 86 de REP.

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinerghmin al Comentario 86 de REP.

16.87 Comentario 87 (ST-COES) Protecciones

ANEXO N°1 del PR-20 CAPÍTULO 5

5.6.2. Interruptores Numeral 9.

Dice:

Los interruptores de los siguientes equipos deben ser unipolares y contar necesariamente con un dispositivo de sincronización de maniobra (mando sincronizado):

a) Unidad transformadora de potencia con tensión primaria de 500 kV.

En transformadores del STTN y STTR adicionalmente se debe considerar este equipamiento en el lado secundario.

Unidad transformadora de potencia con **tensión primaria menor o igual a 220 kV**, cuando su potencia sea mayor o igual a 50 MVA y además su relación de corto circuito (R_{cc}) sea menor o igual a 30.

Sustento:

Debe decir:

Los interruptores de los siguientes equipos deben ser unipolares y contar necesariamente con un dispositivo de sincronización de maniobra (mando sincronizado):

a) Unidad transformadora de potencia con tensión primaria de 500 kV.

En transformadores del STTN y STTR adicionalmente se debe considerar este equipamiento en el lado secundario.

Unidad transformadora de potencia con **tensión primaria mayor o igual a 220 kV**, cuando su potencia sea mayor o igual a 50 MVA y además su relación de corto circuito (Rcc) sea menor o igual a 30.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada

Ver opinión del COES al Comentario 87 de REP.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinergmin al Comentario 87 de REP.

16.88 Comentario 88 (ST-COES) Subestaciones

ANEXO N°1 del PR-20 CAPÍTULO 5

5.6.3. Seccionadores y cuchillas de puesta a tierra

Dice:

Los seccionadores del STTN, STTR y STL deben ser operados mediante motores eléctricos de corriente continua (CC) y en forma manual al pie del seccionador. El accionamiento de la cuchilla de puesta a tierra debe ser **motorizado de corriente continua (CC)** o manual y se acciona desde el mismo seccionador.

Sustento:

Se propone:

Que la sociedad Concesionaria pueda implementar la tensión que accione los motores de seccionadores conforme con sus criterios de diseño, pudiendo ser tensión AC o CC

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 88 de REP.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinergmin al Comentario 88 de REP.

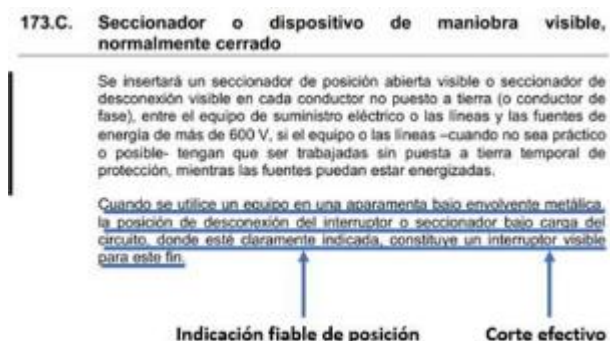
16.89 Comentario 89 (ST-COES) Subestaciones

Anexo 1- capítulo 5. requisitos técnicos mínimos de Instalaciones de subestaciones eléctricas, numeral 5.6.2 INTERRUPTORES.

En el numeral 5.6.2 se observa sólo la utilización de interruptores, sin embargo, es posible la utilización de interruptores seccionadores (DCB), los cuales presentan las siguientes ventajas cuando se comparan con interruptores y seccionadores:

- ✓Contactos eléctricos confinados en cámaras selladas con SF6, protegidos de la intemperie y la polución. Esto aumenta la confiabilidad y disminuye la frecuencia de mantenimientos para el equipo.
- ✓Menos equipos de maniobra y configuraciones de subestaciones más sencillas.
- ✓Reducción en dimensiones de la subestación.
- ✓Reducción del uso de materias primas y obras civiles, disminución de impacto ambiental.
- ✓Cableado secundario de la subestación se simplifica.
- ✓Es una tecnología madura, ampliamente utilizada en Suecia y Finlandia, por ejemplo
- ✓Envolvente en compuesto siliconado

Adicional a lo anterior en el código nacional de electricidad (suministro 2011) se indica lo siguiente:



Lo cual se encuentra en línea con lo que se requiere para utilizar interruptores seccionadores, es decir, la indicación fiable de posición y el corte efectivo.

Sustento:

La descripción del numeral 5.6.2 limita la posibilidad de utilizar interruptores seccionadores (DCB) los cuales se encuentran descritos en la norma IEC 62271-108.

El DCB desempeña funciones de interruptor y en posición abierto realiza funciones de seccionador dado que dispone de un aislamiento longitudinal superior que permite garantizar la misma funcionalidad de un seccionador. Adicional a lo anterior, en posición abierto, dispone de un elemento de bloqueo y condena para evitar el cierre de la operación del equipo cuando se

estén desarrollando actividades de mantenimiento, en otras palabras, corresponde con el elemento que permite la indicación fiable de posición que se encuentra definida en la norma IEC 62271-108 y que se puede comprobar a través de pruebas.

El DCB representa una buena opción para implementar en subestaciones, porque suprime el seccionador, el cual corresponde con uno de los equipos que más mantenimiento requiere en la subestación y con mayor frecuencia, por la exposición al ambiente de sus contactos y los varillajes requeridos para poder desplazar sus partes móviles.

Por lo indicado anteriormente, se recomienda permitir al concesionario la utilización de tecnologías diferentes a interruptores y seccionadores, en este caso el uso del DCB.

Con base en lo anterior se recomienda realizar los ajustes de los siguientes numerales 5.6.2 y 2.3.2 Criterios para la configuración de barra en interruptor y medio de la siguiente manera:

5.6.2 INTERRUPTORES

El concesionario podrá utilizar interruptores convencionales o interruptores seccionadores (DCB) que cumplan con lo indicado en el numeral 5.6 "Equipamiento de alta tensión" y con la norma IEC 62271-108. Adicionalmente deberán demostrar a través de pruebas tipo el cumplimiento de la indicación fiable de posición para garantizar el corte efectivo con el fin de garantizar la integridad del personal de operación y mantenimiento.

El numeral 2.3.2 establece lo siguiente:

- *"En subestaciones AIS, cada interruptor debe contar con los seccionadores necesarios para aislarlos de la subestación, para los trabajos de mantenimiento, sin interrupción del servicio. En subestaciones GIS, deberán contar adicionalmente con compartimientos y los seccionadores con visores que permitan visualizar su estado de posición".*
- *La implementación incompleta de un diámetro (solo dos interruptores) se debe considerar la instalación de los seccionadores necesarios para la operación de los dos tercios del diámetro y la ampliación futura del tercio faltante.*
- *Cada Interruptor debe contar con los seccionadores necesarios para aislarlos de la subestación, de manera de poder proceder con los trabajos de mantenimiento, sin interrupción del servicio.*

Se sugiere el siguiente ajuste:

- *"En subestaciones AIS, cada interruptor debe contar con los seccionadores necesarios para aislarlos de la subestación o el uso de un interruptor*

seccionador (DCB) que integra en un único equipo las funciones de interruptor y seccionador, para los trabajos de mantenimiento, sin interrupción del servicio. En subestaciones GIS, deberán contar adicionalmente con compartimientos y los seccionadores con visores que permitan visualizar su estado de posición”.

- *La implementación incompleta de un diámetro (solo dos interruptores) se debe considerar la instalación de los seccionadores necesarios para la operación de los dos tercios del diámetro y la ampliación futura del tercio faltante o el uso de un interruptor seccionador (DCB) por corte que integra en un único equipo las funciones de interruptor y seccionador.*
- *Cada Interruptor debe contar con los seccionadores necesarios para aislarlos de la subestación o el uso de un interruptor seccionador (DCB) que integra en un único equipo las funciones de interruptor y seccionador, de manera de poder proceder con los trabajos de mantenimiento, sin interrupción del servicio.*

Para cumplir con lo indicado en el numeral 5.6, se adjunta la siguiente información:

Presentación DCB_Perú. Información general sobre qué es un DCB, desempeño dieléctrico, seguridad del personal, ventajas y alcance normativo peruano y de otros países de la región.

Mtto_Falla_DCB_Int_y_medio-V2_Perú. Explica cómo realizar un mantenimiento a un DCB.

Experience using DCBs. Presentación hecha por el operador sueco Svenska Kraftnat a ISA durante el proceso de referenciamiento.

Questions ISA. Se presenta un paquete de preguntas consolidadas por ISA y las respectivas respuestas dadas por el operador sueco de la forma en que ellos respondieron.

Paquete_info_COES_OSINERGMIN. Información del proveedor del equipo que permite conocer con mayor detalle el DCB.

En caso de requerir el contacto del personal de Svenska Kraftnat para consultas específicas sobre DCB, favor solicitarlo a ISA/REP.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 89 de REP.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinergmin al Comentario 89 de REP.

16.90 Comentario 90 (ST-COES) Subestaciones

ANEXO N°1 del PR-20 CAPÍTULO 5

5.6.4. Transformadores de corriente Numeral 3. e)

Dice:

Deberán ser de precisión 5P20; esto es hasta 20 veces la corriente nominal con una precisión menor o igual al 5 %.

Sustento:

Se propone:

Deberán ser de precisión 5P20 o 5P30 (*); esto es hasta 20 o 30 veces la corriente nominal con una precisión menor o igual al 5 %.

(*) La clase 5P30 aplicaría en el caso en que las corrientes de cortocircuito sean mayores a las estandarizadas en el PR-20.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 90 de REP.

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinerghmin al Comentario 90 de REP.

16.91 Comentario 91 (ST-COES) Subestaciones

ANEXO N°1 del PR-20 CAPÍTULO 5

5.6.7. Unidades de Transformadores de Potencia Numeral 12. f)

Dice:

f) Utilizar las siguientes potencias (ONAN) estandarizadas:

Tabla 5.9. Potencias Estandarizadas ONAN en transformadores de potencia

Autotransformadores 500/220/MT kV	Autotransformadores 220/138/MT kV	Transformadores con Primario 220 kV	Transformadores con Primario 138 kV
Unidades monofásicas 3 x 200/200/67 MVA 3 x 250/250/80 MVA	Unidades monofásicas 3 x 50/50/15 MVA 3 x 100/100/30 MVA	50/50/15 MVA 100/100/30 MVA	15/10/8 MVA 30/30/15 MVA 45/45/15 MVA

Sustento:

Se propone:

f) Utilizar las siguientes potencias (ONAN/ONAF) estandarizadas:

Tabla 5.9. Potencias Estandarizadas ONAN en transformadores de potencia

Autotransformadores 500/220/MT kV	Autotransformadores 220/138/MT kV	Transformadores con Primario 220 kV	Transformadores con Primario 138 kV
Unidades monofásicas 3 x 200/200/67 MVA 3 x 250/250/80 MVA	Unidades monofásicas 3 x 50/50/15 MVA 3 x 100/100/30 MVA	50/50/15 MVA 100/100/30 MVA	15/10/8 MVA 30/30/15 MVA 45/45/15 MVA

(*) Potencia terciario

(*) Potencia terciario, cumplir la potencia requerida solo para transitorios de falla, siendo que los devanados terciarios solo son cargables para los SSAA propios de la subestación (carga < 2 MVA).

Si fuera devanado de carga en MT, debe ser especificado, indicando valor y tipo de carga caso aplique.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 81 de ORYGEN.

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinerghmin al Comentario 81 de ORYGEN.

16.92 Comentario 92 (ST-COES) Subestaciones

ANEXO N°1 del PR-20 CAPÍTULO 5

5.6.15. Subestaciones encapsuladas aisladas en gas SF6 Numeral 3)

Dice:

El diseño de las Celdas GIS debe garantizar que las posibles sobretensiones internas de frente muy rápido (Very Fast Front) son soportadas por el equipamiento

Sustento:

Se propone:

Que el anexo 1 del PR-20 indique las tensiones normalizadas para aplicación de estudios sustentarios de EPO y OE, siendo que estos estudios son requeridos por el COES.

Nota: tenemos respuesta de fabricantes que los fenómenos VFTO es para $U_m > 300$ kV

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 79 de ORYGEN.

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinerghmin al Comentario 79 de ORYGEN.

16.93 Comentario 93 (ST-COES) Protecciones

Anexo 1 del PR-20

6.3 LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

Corregir el texto del primer párrafo del numeral 6.3 LÍNEAS DE TRANSMISIÓN eliminando las palabras de color rojo y agregando las de color azul:

“Los requisitos mínimos de protección para líneas de transmisión se establecen según los siguientes niveles de tensión:

- Líneas de transmisión con tensión nominal ~~de~~ hasta 138 kV
- Líneas de transmisión con tensión nominal de 220 kV
- Líneas de transmisión con tensión nominal mayor a 220 kV”

Sustento:

Debe existir coherencia entre lo indicado en el numeral 6.3 LÍNEAS DE TRANSMISIÓN con lo indicado en los planos RP-LT-01, RP-LT-02 y RP-LT-03.

Opinión del COES

Sugerencia parcialmente aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 93 de REP.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinergmin al Comentario 93 de REP.

16.94 Comentario 94 (ST-COES) Protecciones

Anexo 1 del PR-20

6.3 LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

El capítulo 6.3 LÍNEAS DE TRANSMISIÓN indican lo siguiente textualmente:

“En los esquemas RP-LT-01, RP-LT-02 y RP-LT-03 del adjunto de “Esquemas Eléctricos”, se muestran las protecciones mínimas según el nivel de tensión para líneas de transmisión cortas, medianas y largas.”

Sustento:

Se propone eliminar el tercer relé de protección “IED 3” mostrado en los esquemáticos PR-LT-02 y RP-LT-03 del capítulo 6.12 ESQUEMA ELÉCTRICOS ya que las funciones de protección contempladas para este dispositivo son funciones básicas y se podrían incluir estas funciones de protección y de forma redundante en los IED1 y IED2.

Así se tendría un esquema de protección más simplificado y seguiría teniendo “redundancia”, concepto demasiado importante para la operación segura y fiable de las protecciones.

Actualizar los esquemas RP-LT-02 Y RP-LT-03.

Opinión del COES

Sugerencia aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 94 de REP.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinergmin al Comentario 94 de REP.

16.95 Comentario 95 (ST-COES) Protecciones

Anexo 1 del PR-20

6.3 LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

El capítulo 6.3. LÍNEAS DE TRANSMISIÓN indica textualmente lo siguiente:

El estándar IEEE C37.113, (Guía de IEEE para aplicaciones de relé de protección para líneas de transmisión), clasifica la longitud de la línea según SIR de la siguiente manera:

- Líneas cortas ($SIR > 4$)
- Líneas medianas ($0,5 < SIR < 4$)
- Líneas largas ($SIR < 0,5$)

Sustento:

Se recomienda hacer uso de los símbolos de desigualdad “mayor o igual que ($\geq$)” y “menor o igual que ($\leq$)” con el fin de dejar explícitamente claro que se debe hacer cuando el SIR de una línea es $SIR = 4$ o $SIR = 0,5$.

Actualmente si el SIR de una línea me da un valor de $SIR = 4$, no tendría criterio para categorizarla (¿Corta o Mediana?) o si el $SIR = 0,5$ tampoco tendría como categorizarla (¿Mediana o larga?).

Opinión del COES

Sugerencia aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 95 de REP.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinergmin al Comentario 95 de REP.

16.96 Comentario 96 (ST-COES) Protecciones

Anexo 1 del PR-20

6.3 LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

En el capítulo 6.3. LÍNEAS DE TRANSMISIÓN se debe incluir un párrafo que permita la implementación de protecciones de línea con otros principios de

medida, por ejemplo, principio de medida como: dominio en el tiempo, cantidades superimpuestas, etc...

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 96 de REP.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinergmin al Comentario 96 de REP.

16.97 Comentario 97 (ST-COES) Protecciones

Anexo 1 del PR-20

6.3.1 TIEMPO DE DESPEJE DE FALLA

Corregir el texto del segundo párrafo del numeral 6.3.3. RESPALDO REMOTO agregando las siguientes palabras en color azul:

“Para los esquemas de teleprotección los relés con funciones de distancia y sobrecorriente direccional se podrán conectar a través de medios de transmisión en fibra óptica, radio microondas u onda portadora.”

Sustento:

Se debe dejar abierta la posibilidad de implementar otras tecnologías existentes y disponibles en el mercado para estas aplicaciones de teleprotección.

Claro está que la implementación de otra tecnología diferente a Fibra Óptica u Onda Portadora deberá quedar sujeta y deberá garantizar el cumplimiento de lo requerido en el numeral 6.3.1 TIEMPO DE DESPEJE DE FALLA.

Opinión del COES

Sugerencia aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 97 de REP.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinergmin al Comentario 97 de REP.

16.98 Comentario 98 (ST-COES) Protecciones

Anexo 1 del PR-20

6.3.3 RESPALDO REMOTO

Corregir el texto del segundo párrafo del numeral 6.3.3. RESPALDO REMOTO agregando las siguientes palabras en color azul:

“Para los esquemas de teleprotección los relés con funciones de distancia y sobrecorriente direccional se podrán conectar a través de medios de transmisión en fibra óptica, radio microondas u onda portadora.”

Sustento:

Se debe dejar abierta la posibilidad de implementar otras tecnologías existentes y disponibles en el mercado para estas aplicaciones de teleprotección.

Claro está que la implementación de otra tecnología diferente a Fibra Óptica u Onda Portadora deberá quedar sujeta y deberá garantizar el cumplimiento de lo requerido en el numeral 6.3.1 TIEMPO DE DESPEJE DE FALLA.

Opinión del COES

Sugerencia aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 98 de REP.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinergmin al Comentario 98 de REP.

16.99 Comentario 99 (ST-COES) Protecciones

Anexo 1 del PR-20

6.8 CLASE DE PRECISIÓN DE LOS TRANSFORMADORES DE MEDIDA DESTINADOS A LOS SISTEMAS DE PROTECCIÓN

En el capítulo 6.8. CLASE DE PRECISIÓN DE LOS TRANSFORMADORES DE MEDIDA DESTINADOS A LOS SISTEMAS DE PROTECCIÓN se debe incluir un párrafo que oriente a la implementación de transformadores de medida del tipo LPIT.

Sustento:

Actualmente los transformadores de medida no convencionales o LPIT se utilizan e implementan en gran parte del mundo, es una tecnología que actualmente brinda múltiples beneficios y óptimas condiciones de operación.

Los transformadores de corriente ópticos presentan un mejor desempeño en condiciones transitorias, son inmunes a la saturación, no presentan problemas de secundarios abiertos, no presentan fallas violentas, no utilizan gas SF6 o aceite como medio aislante, mejorando el desempeño técnico, las condiciones para el personal de operación y mantenimiento, minimiza el impacto ecológico, reduce considerablemente el uso de cableado de cobre en baja tensión, mejora la confiabilidad del sistema de protección, la vida útil de estos equipos acorde con información suministrada por los fabricantes es de aproximadamente 50 años y trae consigo grandes beneficios para el

sistema de potencia peruano debido a la reducción de los costos que deben asumir los usuarios finales por la entrada de nuevos proyectos al sistema de potencia peruano.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 99 de REP.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinergmin al Comentario 99 de REP.

16.100 Comentario 100 (ST-COES) Protecciones

Anexo 1 del PR-20

6.10.3 EQUIPOS REGISTRADORES DE FALLAS

El segundo párrafo del capítulo 6.10.3 EQUIPOS REGISTRADORES DE FALLAS indica lo siguiente:

Deberán ser equipos especializados en registros de fallas independientes de los relés de protección, para registrar eventos ocasionados por diversos fenómenos del sistema, monitorear el desempeño de los relés de protección y poder arrancar por diferentes variables ajustadas que se detallan más adelante, con gran capacidad de almacenamiento de registros de eventos.

Se sugiere eliminar la exigencia de la instalación de IEDs independientes como registradores de falla.

Sustento:

Actualmente los IEDs de protección cuentan con funciones de osciloperturbografía, con las que se capturan y registran eventos de fallas.

Estas funciones de osciloperturbografía en los IEDs de protección cumplen con las especificaciones que se indican en el capítulo 6.10.3. Adicionalmente el sistema de protecciones es redundante, por lo tanto, se cuenta con al menos dos (02) IEDs independientes realizando registro de fallas y monitoreándose entre sí de manera cruzada.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 27 de REP.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinergmin al Comentario 27 de REP.

16.101 Comentario 101 (ST-COES) Protecciones6.12 – Anexo 1 del PR-20

En los esquemas eléctricos se muestran las protecciones mínimas para los diferentes tipos de bahías o equipos protegidos.

Se debe dejar una nota aclaratoria en cada esquema eléctrico en la cual se indique que los esquemas mostrados son referenciales y describen solo las funciones de protección mínimas requeridas, el equipamiento (cantidad de IEDs) deberá ser definido por la filosofía de protección.

Opinión del COES

Sugerencia parcialmente aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 101 de REP.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinergmin al Comentario 101 de REP.

16.102 Comentario 102 (ST-COES) SubestacionesAnexo 1 del PR-20 7.5.5

El primer párrafo del capítulo 7.5.5 SUBESTACIONES DIGITALES indica textualmente lo siguiente:

“La aplicación de subestaciones digitales deberá ser sólo en STL y STTR.”

No se debe limitar la aplicación de subestaciones digitales solo al STL y STTR, se debe dejar abierta la posibilidad de que las subestaciones digitales se puedan implementar en cualquier nivel de tensión y para cualquier sistema de transmisión. Por lo cual se debe corregir el texto del primer párrafo del capítulo 7.5.5 SUBESTACIONES DIGITALES como sigue:

“La aplicación de subestaciones digitales se podrá implementar en el STL, STTR y STTN.”

Sustento:

Se debe extender la aplicación de subestaciones digitales a todos los niveles de tensión y a todos los sistemas de transmisión (STL, STTR, STTN).

La tecnología de la subestación digital ya es ampliamente utilizada a nivel mundial en todos los niveles de tensión y tiene, entre otras, las siguientes ventajas en la operación, confiabilidad y en inversión de las subestaciones:

- Reducción del tiempo de instalación y pruebas.
- Mejor tolerancia a fallas por la configuración redundante de los equipos y en todos los niveles de control sin exclusión.

- Mejor confiabilidad por el automonitoreo de todos los equipos y las conexiones entre ellos.
- Más seguridad para el personal de mantenimiento porque no se llevan señales análogas de corriente y tensión a los gabinetes de control y protección.
- Integridad y seguridad de la información por el uso de protocolos seguros y normalizados.
- Interoperabilidad y diseño normalizado que evita dependencia tecnológica de un solo fabricante.
- Flexibilidad en la configuración y facilidad de ampliación.
- Reducción de obras civiles (edificaciones, ductos y cárcamos).
- Reducción del cableado de cobre.
- Mitigación de los impactos ambientales durante la etapa de construcción de las subestaciones, lo cual repercute en la reducción de la huella de carbono.

En la actualidad todos los fabricantes de equipos de control, protección, medida y comunicaciones tienen su portafolio de soluciones basado en la subestación digital.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 102 de REP.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinergmin al Comentario 102 de REP.

16.103 Comentario 103 (ST-COES) Subestaciones

Anexo 1 del PR-20 7.5.5

El capítulo 7.5.5 SUBESTACIONES DIGITALES en el ítem a) indica lo siguiente textualmente:

a) Señales análogas de tensión y corriente, proveniente de los transformadores de medida según la norma IEC 61850-9-2 LE (bus de proceso).

No se debe limitar la conversión de señales análogas de corriente y tensión a la guía de implementación IEC 61850-9-2 LE, basada en el estándar IEC 61850-9-2, pues actualmente casi todos los fabricantes de equipos de control, protección, medida y telecomunicaciones también ofrecen la posibilidad de

implementar el estándar IEC 61869-9, el cual permite optimizar el tráfico de la red LAN en las subestaciones de mayor tamaño.

Sustento:

Al incluir el estándar IEC 61869-9 en el ítem indicado, se habilitan las funcionalidades disponibles que tienen los fabricantes en el mercado, que permiten optimizar el diseño de tráfico en redes LAN para subestaciones de gran tamaño.

La guía de implementación IEC 61850-9-2 LE, basada en el estándar IEC 61850-9-2, está siendo superada por otros estándares más avanzados y flexibles como lo es el estándar IEC 61869-9 que optimiza la utilización del ancho de banda en las redes LAN de bus de proceso y posibilita la suscripción dinámica de los sistemas redundantes.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 103 de REP.

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinerghmin al Comentario 103 de REP.

16.104 Comentario 104 (ST-COES) Protecciones

7.6 - Anexo 1 del PR-20

El primer párrafo del capítulo 7.6 COMPATIBILIDAD ENTRE EL CC DE EMPRESAS Y EL CC DEL COES indica textualmente lo siguiente:

“El protocolo de comunicación entre las “subestaciones telecontroladas” o subestaciones y el centro de control de la empresa integrante de la RIS, debe cumplir con lo establecido en las normas IEC 60870-5-104, DNP 3.0 sobre TCP/IP o DNP 3.0 serial”

Es necesario realizar un ajuste en el texto e incluir los protocolos mostrados en color azul:

“El protocolo de comunicación entre las “subestaciones telecontroladas” o subestaciones y el centro de control de la empresa integrante de la RIS, debe cumplir con lo establecido en las normas IEC 60870-5-104, DNP 3.0 sobre TCP/IP, DNP 3.0 serial, [IEC TR 61850-90-2](#) o [IEC TS 61850-80-6](#)”

Sustento:

Es posible que las normas y protocolos indicados vayan siendo superadas por otros estándares más avanzados, como IEC TR 61850-90-2 (en el futuro IEC TS 61850-80-6).

Se sugiere no limitar la implementación al cumplimiento único de los estándar y protocolos mencionados.

Opinión del COES

Sugerencia parcialmente aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 102 de REP.

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinerghmin al Comentario 104 de REP.

16.105 Comentario 105 (ST-COES) Protecciones

Anexo 1 del PR-20 7.6 COMPATIBILIDAD ENTRE EL CC DE EMPRESAS Y EL CC DEL COES

El segundo párrafo del capítulo 7.6 COMPATIBILIDAD ENTRE EL CC DE EMPRESAS Y EL CC DEL COES indica textualmente lo siguiente:

“El equipamiento de comunicaciones para conexión con los centros de control del COES a través de canales de comunicaciones soportados en fibra óptica, o a través de canales de onda portadora debe ser totalmente compatible con el equipamiento existente en el centro de control del COES, de acuerdo con lo establecido en la NTIITR”

Es necesario realizar un ajuste en el texto e incluir otras tecnologías mostradas en color azul:

“El equipamiento de comunicaciones para conexión con los centros de control del COES a través de canales de comunicaciones soportados en fibra óptica, a través de canales de onda portadora, o a través de enlaces de radio microondas debe ser totalmente compatible con el equipamiento existente en el centro de control del COES, de acuerdo con lo establecido en la NTIITR”

Sustento:

Se debe dejar abierta la posibilidad de implementar otras tecnologías existentes y disponibles en el mercado para estas aplicaciones de comunicación.

Habilitar las tecnologías disponibles para los sistemas portadores (FO, Radio microondas, PLP) o mezcla de ellas, siempre y cuando se cumpla con lo requerido en este numeral.

Tener en cuenta que puede haber casos en los cuales no se pueda contar con enlaces de FO en toda la ruta entre la S/E y el centro de control del COES.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 105 de REP.

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinerghmin al Comentario 105 de REP.

16.106 Comentario 106 (ST-COES) Subestaciones

Anexo I del PR-20 Capítulo 5 – Numeral 5.4.5 SERVICIOS AUXILIARES

Se debe incluir un texto para el caso de las subestaciones existentes en donde se indique que los servicios auxiliares se consideran como un módulo común y que se debe permitir la alimentación de las nuevas cargas que surgen de las ampliaciones siempre y cuando exista la capacidad.

Sustento:

Actualmente no existe una herramienta que ayude o que garantice que el propietario de una subestación brindará los SSAA para alimentar las nuevas cargas que surgen debido a la ampliación de la subestación.

Claro esta que esta condición aplica si el propietario de la subestación cuenta con la capacidad de reserva necesaria para suplir las nuevas cargas. En caso contrario el tercero que llega a ampliar la subestación deberá repotenciar los sistemas de SSAA existentes o instalar nuevos sistemas.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 106 de REP.

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinerghmin al Comentario 106 de REP.

16.107 Comentario 107 (ST-COES) Subestaciones

Anexo I del PR-20 Capítulo 5 – Numeral 5.4.5 SERVICIOS AUXILIARES

“Las cargas que requieren alimentación de corriente alterna se clasifican de la siguiente manera:

- Cargas con alimentación normal y de emergencia (A)
- Cargas con alimentación normal (B)
- Cargas con alimentación ininterrumpida (U)

La alimentación a las cargas (A) requiere del arranque automático del generador de emergencia y la conmutación automática para su alimentación desde este generador.

Para alimentar a las cargas de alimentación ininterrumpida (U) se debe considerar las siguientes opciones:

- Instalación de fuentes de alimentación ininterrumpida (UPS) alimentados desde las fuentes de corriente alterna de la subestación.
- Instalación de Inversores alimentados desde las fuentes de corriente continua de la subestación."

Sustento:

Considera que todas las cargas críticas en las subestaciones se encuentran alimentadas del sistema de corriente continua. De acuerdo con lo anterior, consideramos que no es necesario tener elementos como UPS conectados a los barrajes de corriente alterna ya que son un punto más de falla, de baja autonomía (mucho menor que las baterías) y complejizan el esquema de SSAA. Adicionalmente, y considerando lo dicho, sugerimos considerar solo dos tipos de cargas en AC, esencial y no esencial.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 107 de REP.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinergmin al Comentario 107 de REP.

16.108 Comentario 108 (ST-COES) Subestaciones

Anexo I del PR-20 Capítulo 5 – Numeral 5.4.5 SERVICIOS AUXILIARES

"Para alimentar a las cargas de alimentación ininterrumpida (U) se debe considerar las siguientes opciones:

- Instalación de fuentes de alimentación ininterrumpida (UPS) alimentados desde las fuentes de corriente alterna de la subestación.
- Instalación de Inversores alimentados desde las fuentes de corriente continua de la subestación."

Sustento:

Considera que no es necesario tener elementos como UPS conectados a los barrajes de corriente alterna o inversores conectados al sistema de corriente continua ya que son un punto más de falla, se alarga la cadena de equipos para alimentar las cargas críticas, es una solución de baja autonomía (las UPS tienen mucho menor autonomía que las baterías) y complejizan el esquema de SSAA.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 107 de REP.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinergmin al Comentario 107 de REP.

16.109 Comentario 109 (ST-COES) Subestaciones

Anexo 1 del PR-20 Capítulo 5 – Numeral 5.4.5 SERVICIOS AUXILIARES

Se solicita modificar el esquema indicado en la figura 5.2 de acuerdo con los comentarios previos realizados.

Se sugiere aclarar en el esquema si los elementos considerados para seccionar los barrajes con seccionadores o interruptores.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 109 de REP.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinergmin al Comentario 109 de REP.

16.110 Comentario 110 (ST-COES) Subestaciones

Anexo 1 del PR-20 Capítulo 5 – Numeral 5.4.5 SERVICIOS AUXILIARES

Caseta de SS.AA. (Ubicada en el Edificio de Control):...”

Hay que considerar que la caseta de SSAA puede ser una edificación independiente al edificio de control, por lo cual se debe considerar esta alternativa. Se debe brindar las especificaciones y/o requerimientos para esta alternativa.

Caseta de SS.AA. (Independiente del edificio de Control):...”

Sustento:

Para evitar problemas de regulación de los SSAA en ocasiones es necesario ubicar la barra de SSAA cercana a la fuente, como es el caso en el que se usan transformadores de potencia cargable.

Opinión del COES

Sugerencia aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 110 de REP.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinerghmin al Comentario 110 de REP.

16.111 Comentario 111 (ST-COES) Subestaciones

Anexo 1 del PR-20 Capítulo 5 – Numeral 5.4.5 SERVICIOS AUXILIARES

En el cuerpo del capítulo 5.4.5 SERVICIOS AUXILIARES se indica lo siguiente:

“– Tablero general, tableros de distribución de circuitos (en alterna y continua), tablero de transferencia automática.

– Cargadores-rectificadores independientes y redundantes”.

En necesario que se detalle en el cuerpo de este capítulo a que se refiere o como se constituye el “Tablero general” ya que no es claro para el lector cual es el requerimiento o a que hace referencia.

Sustento:

Aclarar en el documento a que se refiere “Tablero general”.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 111 de REP.

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinerghmin al Comentario 111 de REP.

16.112 Comentario 112 (ST-COES) Subestaciones

Anexo 1 del PR-20 Capítulo 5 – Numeral 5.4.5 SERVICIOS AUXILIARES

En el cuerpo del capítulo 5.4.5 SERVICIOS AUXILIARES se indica lo siguiente:

“... – Tablero general, tableros de distribución de circuitos (en alterna y continua), tablero de transferencia automática.

– Cargadores-rectificadores independientes y redundantes.”

Se sugiere indicar en el cuerpo del documento que sea permitido incluir la distribución de los circuitos de corriente continua en el mismo cargador/rectificador.

Sustento:

Esta solución optimiza el sistema de SSAA en corriente continua, además optimiza los espacios en el edificio o cuarto de SSAA.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 112 de REP.

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinerghmin al Comentario 112 de REP.

16.113 Comentario 113 (ST-COES) Subestaciones

Anexo 1 del PR-20 Capítulo 5 – Numeral 5.4.5 SERVICIOS AUXILIARES

“...- Bancos de baterías (independientes y redundantes) para la alimentación en continua ...”

Sustento:

Entendemos que los equipos de telecom, control y protecciones se alimentan de los tableros de distribución de SSAA sin necesitar de tableros de alimentación independientes. Se solicita aclarar este texto en el documento ya que no se entiende en el texto a que se refiere

“Tableros de continua...”.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 113 de REP.

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinerghmin al Comentario 113 de REP.

16.114 Comentario 114 (ST-COES) Subestaciones

Anexo 1 del PR-20 Capítulo 5 – Numeral 5.4.5 SERVICIOS AUXILIARES

“**Casetas de control** (en el patio de llaves):

- Alimentación en alterna desde los circuitos del tablero de distribución de la Caseta de SS.AA.
- Tablero de distribución de circuitos en alterna y continua.

Tableros en continua de control y protección.

- Cargadores-rectificadores independientes y redundantes.
- Alimentación en continua proveniente de los bancos de baterías (independientes y redundantes) de la Caseta de SS.AA.

Nota: En el proyecto se podrá considerar la instalación del banco de baterías redundante, en la caseta de control.”

Sustento:

Se solicita aclarar en el documento que además de las baterías sea posible ubicar también los rectificadores/cargadores en las casetas de control.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 114 de REP.

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinerghmin al Comentario 114 de REP.

16.115 Comentario 115 (ST-COES) Subestaciones

Anexo 1 del PR-20 Capítulo 5 – Numeral 5.4.5 SERVICIOS AUXILIARES

Para STL, sin casetas de control en el patio de llaves, los SS.AA. se disponen en el Edificio de Control y comprenden:

- Alimentación en alterna desde los transformadores de SS.AA. y grupo electrógeno.
- Tablero general, tableros de distribución de circuitos (en alterna y continua), tablero de transferencia automática.
- Tablero de distribución de circuitos en alterna.
- Cargadores-rectificadores independientes y redundantes.
- Banco de baterías (independientes y redundantes) para la alimentación en continua.

-Tableros en continua para las comunicaciones, control y protección de la subestación.

Sustento:

Aplican los mismos comentarios realizados para los SSAA previamente.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 115 de REP.

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinerghmin al Comentario 115 de REP.

16.116 Comentario 116 (ST-COES) Protecciones

Anexo 1 del PR-20 6.10.2 UNIDAD DE MEDICIÓN FASORIAL (PMU)

2. El canal de comunicación debe ser de fibra óptica, debe contar con una latencia menor a 200 ms registrada en el PDC del COES.

Sustento:

Permitir habilitar las tecnologías disponibles para los sistemas portadores (FO, Radio microondas, PLP) o mezcla de ellas, siempre y cuando se cumpla con lo requerido en este numeral.

Opinión del COES

Sugerencia aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 36 de REP.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinergmin al Comentario 36 de REP.

16.117 Comentario 117 (ST-COES) Protecciones

6.10.2 UNIDAD DE MEDICIÓN FASORIAL (PMU)

“El titular de la nueva instalación tendrá la responsabilidad de implementar y mantener el envío de la información fasorial desde sus equipos (PDC o PMU) hasta los PDCs del COES **mediante un canal de comunicaciones dedicado.**”

“Para el envío de datos deberá considerarse lo siguiente:

1. El protocolo para el envío de datos es el IEEE C37.118, acorde al estándar IEEE C37.118.2-2011 o la versión que lo actualice, complemente o reemplace.
2. El canal de comunicación debe ser de fibra óptica, con una latencia menor a 200 ms registrada en el PDC del COES.”

Se sugiere indicar como debe procederse en caso de que no se cuente con fibras ópticas en todo el trayecto entre la nueva instalación y el sitio en el cual se encuentran instalados los PDCs del COES: ¿Se requiere instalar cables con FO para completar la ruta y cumplir con lo aquí requerido?

Sustento:

Garantizar que las comunicaciones con los centros de control sean confiables.

Opinión del COES

Sugerencia aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 36 de REP.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinerghmin al Comentario 36 de REP.

16.118 Comentario 118 (ST-COES) Protecciones

6.11 SISTEMA DE COMUNICACIONES

Se sugiere permitir además la utilización de sistemas portadores que hagan uso del espectro radioeléctrico.

Sustento:

Garantizar que las comunicaciones con los centros de control sean confiables.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 118 de REP.

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinerghmin al Comentario 118 de REP.

16.119 Comentario 119 (ST-COES) Protecciones

6.11.1 INSTALACIONES DEL STTN Y STTR

“En caso de líneas de transmisión existentes en donde no sea posible instalar cable tipo OPGW, queda la alternativa de instalar cable tipo ADSS (All Dielectric Self-Supporting).”

Se sugiere incluir la implantación de cables soterrados con fibras ópticas.

Sustento:

Permitir evaluar la mejor relación costo – riesgo – desempeño del cable óptico a instalar de acuerdo con las condiciones particulares de las instalaciones.

Opinión del COES

Sugerencia parcialmente aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 112 de ORYGEN.

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinerghmin al Comentario 112 de ORYGEN.

16.120 Comentario 120 (ST-COES) Protecciones

6.11.1 INSTALACIONES DEL STTN Y STTR

“En caso de líneas de transmisión existentes en donde no sea posible instalar cable tipo OPGW, queda la alternativa de instalar cable tipo ADSS (All Dielectric Self-Supporting).”

Se entiende entonces que en instalaciones existentes que no cuenten con cables equipados con fibras ópticas es mandatorio la instalación de este tipo de cables tanto en solicitudes de ampliación como en aquellas emanadas por Proinversión.

Por favor confirmar si este entendimiento es correcto.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 39 de REP.

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinerghmin al Comentario 39 de REP.

16.121 Comentario 121 (ST-COES) Protecciones

6.11.1 INSTALACIONES DEL STTN Y STTR

“En caso de tramos subterráneos, el sistema de comunicación principal será implementado mediante cables de fibra óptica dieléctricos soterrados y el de respaldo por otro similar u otro medio de comunicación.”

Se entiende entonces que pueden utilizarse sistemas portadores que hagan uso del espectro radioeléctrico.

Por favor confirmar si este entendimiento es correcto.

Opinión del COES

Sugerencia aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 121 de REP.

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinerghmin al Comentario 121 de REP.

16.122 Comentario 122 (ST-COES) Protecciones

6.11.2 INSTALACIONES DEL STL

“Será suficiente con instalar un sistema de comunicaciones soportado en cable tipo OPGW (Optical Ground Wire), constituido en su parte óptica por fibra óptica monomodo de 36 (treintiseis) hilos o más”

Se sugiere incluir además de cables OPGW, permitir considerar la instalación de cables ADSS o soterrados con fibras ópticas.

Sustento:

Permitir evaluar la mejor relación costo – riesgo – desempeño del cable óptico a instalar de acuerdo con las condiciones particulares de las instalaciones.

Opinión del COES

Sugerencia parcialmente aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 112 de ORYGEN.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinergmin al Comentario 112 de ORYGEN.

16.123 Comentario 123 (ST-COES) Protecciones

6.11.2 INSTALACIONES DEL STL

“Será suficiente con instalar un sistema de comunicaciones soportado en cable tipo OPGW (Optical Ground Wire), constituido en su parte óptica por fibra óptica monomodo de 36 (trentiseis) hilos o más”

Se entiende entonces que en instalaciones existentes que no cuenten con cables equipados con fibras ópticas es mandatorio la instalación de este tipo de cables tanto en solicitudes de ampliación como en aquellas emanadas por Proinversión.

Por favor confirmar si este entendimiento es correcto.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 123 de REP.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinergmin al Comentario 123 de REP.

16.124 Comentario 124 (ST-COES) Líneas de Transmisión

3.2.2 CAPACIDAD DE CORRIENTE DE LOS CONDUCTORES DE FASES. Inciso a.

Valores de temperatura a considerar en los casos que no se tenga información meteorológica para el periodo de tiempo señalado.

“La temperatura máxima media en la ruta de la línea, que corresponde al promedio de las máximas anuales durante un período mínimo de 20 años.”

Sustento:

Se solicita aclarar que se deberá tener en cuenta en los casos donde no se cuente con esta información.

Opinión del COES

Sugerencia parcialmente aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 26 de ENGIE.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinergmin al Comentario 26 de ENGIR.

16.125 Comentario 125 (ST-COES) Líneas de Transmisión**3.2.4 COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO Y PROTECCIÓN CONTRA RAYOS (Desempeño frente a Descargas Atmosféricas)**

En la Tabla 3.3 no se discrimina para el nivel de tensión de 138 kV.

Tabla 3.3. Tasas Máximas de Fallas (Contorneos en el Aislador) de Origen Atmosférico en STTN, STTR y STL (500kV)

Tensión nominal (kV)	Fallas de origen atmosférico de un circuito/100 km/año	
	Por falla de blindaje	Total (ver nota)
220 kV	0,05	2
500 kV	0,05	1

Sustento:

Se solicita indicar los valores requeridos para este nivel de tensión.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada

Ver opinión del COES al Comentario 125 de REP.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinergmin al Comentario 125 de REP.

16.126 Comentario 126 (ST-COES) Líneas de Transmisión**Anexo 1, Capítulo 3, Numeral 3.2.4 numeral de COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO Y PROTECCIÓN CONTRA RAYOS**

Se sugiere modificar el párrafo que indica:

En el caso de zonas accidentadas se deberá realizar la evaluación de la tasa de fallas considerando alturas promedio (de las fases y cables de guarda) al suelo equivalentes para los vanos largos que cruzan quebradas o valles. Estos

valores se promediarán con el número correspondiente a vanos en terreno plano.

Por el siguiente texto:

En el caso de vanos con longitudes mayores o iguales a 1000 m, con densidad de rayos a tierra (DRT) mayor o igual a 6 rayos/km²/año y pendiente superior o igual a 20° entre las torres del vano, se deberá realizar la evaluación de la tasa de fallas considerando las alturas reales de las fases y cables de guarda al suelo. Estos valores se promediarán con el número correspondiente a vanos en terreno plano.

Sustento:

Debe ser claro para todos los oferentes la definición de zona accidentada, no dejarlo a la libre interpretación. Por lo que se propone acotar este tipo de zonas definiendo la longitud del vano, la DRT y la pendiente entre torres del vano, que son las variables que impactan realmente la tasa de salidas de las líneas de transmisión.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 126 de REP.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinergmin al Comentario 126 de REP.

16.127 Comentario 127 (ST-COES) Líneas de Transmisión

Anexo 1 del PR-20 3.2.1 CAPACIDADES DE TRANSMISIÓN

Se sugiere modificar el párrafo que indica:

En condiciones de emergencia, las líneas del STTN, STTR y STL deberán estar diseñadas para soportar una sobrecarga mínima del 30% por un periodo hasta de treinta (30) minutos, sobre los valores de la tabla 3.1"

Por el siguiente texto:

"En condiciones de emergencia, las líneas del STTN, STTR y STL deberán estar diseñadas para soportar una sobrecarga mínima del porcentaje definido en los estudios de expansión y pliegos aplicables por un periodo hasta de treinta (30) minutos, sobre los valores de la tabla 3.1.

Sustento:

Los valores base de la tabla 3.1 son adecuados para los niveles de tensión indicados, y si bien tener holgura en la expansión como lo sugiere el párrafo es un criterio válido, en nuevas líneas el porcentaje fijo del 30% puede

conllevar a una sobre instalación que eventualmente no se alcance por efecto de restricción asociada a corredores paralelos que limiten la posibilidad de llegar a ese nivel de sobrecarga. Por lo cual, la sugerencia es que, a fin de optimizar el diseño y la inversión de las nuevas líneas, se mantengan los valores base de condición normal de operación, pero se analice el valor de sobrecarga que sea óptimo y aplicable sobre una visión de largo plazo.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 127 de REP.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinergmin al Comentario 127 de REP.

16.128 Comentario 128 (ST-COES) Líneas de Transmisión

Anexo 1 del PR-20 3.3.3 REQUERIMIENTOS MECÁNICOS

Se sugiere modificar el párrafo que indica: “El diseño mecánico de una línea de transmisión debe cumplir con lo señalado en el CNE-Suministro vigente, en lo referido a las cargas mecánicas sobre las estructuras, cables, aisladores y cimentaciones. Los criterios indicados se deben complementar con la norma IEC 60826 “Design Criteria of Overhead Transmission Lines” (Ref. [11]) y lo siguiente:”

Por el siguiente texto: “El diseño mecánico de una línea de transmisión debe cumplir con lo señalado en el CNE-Suministro vigente, en lo referido a las cargas mecánicas sobre las estructuras, cables, aisladores y cimentaciones. Los criterios indicados se deben complementar con la norma ASCE 74 “Guidelines for Electrical Transmission Line Structural Loading” (Ref. [11]) y lo siguiente:”

Sustento:

Las metodologías definidas en la referencia ASCE 74 corresponden a metodologías de amplio uso en la región y corresponden a la misma filosofía de diseño definida en la norma NESC que es la base del CNE- Suministro.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 128 de REP.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinerghmin al Comentario 128 de REP.

16.129 Comentario 129 (ST-COES) Líneas de Transmisión

Anexo 1 del PR-20 3.3.3 REQUERIMIENTOS MECÁNICOS

Se recomienda modificar el numeral “b) Para las torres de suspensión de 500 kV del STTN, plantear una hipótesis de contención de fallas ante caída de torre adyacente. Como mínimo, la hipótesis contemplará la aplicación de tiros longitudinales desequilibrados en todas las fases equivalente cada uno de ellos al 20% de la tensión de temperatura media anual. En cada uno de los puntos de sujeción de cables de guarda, se aplicará un tiro mínimo de 2000 kg.

La hipótesis indicada complementa y no sustituye cualquier otra hipótesis de desequilibrio longitudinal aplicable en uno solo de los puntos de sujeción de fases, hipótesis normalmente conocida como de rotura de fase.

Los conductores de fase y cables de guarda de la línea de transmisión deberán contar con dispositivos que amortigüen las vibraciones ocasionadas por el viento.

Para el cruce de líneas de transmisión con carreteras principales se debe utilizar estructuras de anclaje en ambos lados de la vía.”

Por el siguiente texto: “b) Para las torres de suspensión de 500 kV del STTN, plantear una hipótesis de contención de fallas ante caída de torre adyacente. Como mínimo, la hipótesis contemplará la aplicación de tiros longitudinales desequilibrados en todas las fases equivalente cada uno de ellos al 20% de la tensión de temperatura media anual.

La hipótesis indicada complementa y no sustituye cualquier otra hipótesis de desequilibrio longitudinal aplicable en uno solo de los puntos de sujeción de fases, hipótesis normalmente conocida como de rotura de fase, dado que es una condición de carga excepcional se considerará un factor de sobrecarga para esta hipótesis de 1.2.

Los conductores de fase y cables de guarda de la línea de transmisión deberán contar con dispositivos que amortigüen las vibraciones ocasionadas por el viento.

Para el cruce de líneas de transmisión con carreteras principales. Se podrán usar estructuras de suspensión o de anclaje, pero se deberá garantizar el uso de cadenas dobles para aumentar la confiabilidad de la línea en estos cruces.”

Sustento:

La modificación propuesta se basa en el balance entre garantizar la confiabilidad de los diseños estructurales y el costo de la implementación, tal como lo definen diferentes normas de diseño alrededor del mundo.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 129 de REP.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinergmin al Comentario 129 de REP.

16.130 Comentario 130 (ST-COES) Líneas de Transmisión

Anexo 1 del PR-20 Capítulo 3

3.3.6 CONDICIONES PARA LA LOCALIZACIÓN DE ESTRUCTURAS

Modificar el siguiente texto:

La localización de estructuras se realizará en base a la mayor flecha del conductor de fase que se obtenga de las siguientes condiciones:

- 75 °C en condiciones finales de tensado para líneas del STTN o STTR, y líneas del STL se empleará el valor de temperatura obtenida para la capacidad mínima de transmisión indicada en la Tabla 3.1.
- En condiciones de emergencia, las líneas del STTN, STTR y STL deberán estar diseñadas para soportar una sobrecarga mínima del 30% por un periodo hasta de treinta (30) minutos, sobre los valores de la Tabla 3.1, a condiciones finales de tensado, para las condiciones ambientales indicadas en el numeral 3.2.2. b.
- Para zonas con hielo de acuerdo con el CNE – Suministro, se verificará la flecha en condiciones finales de tensado.

Se recomienda la siguiente redacción:

La localización de estructuras se realizará en base a la mayor flecha del conductor de fase que se obtenga de las siguientes condiciones:

- 75 °C en condiciones finales de tensado para líneas del STTN o STTR, y líneas del STL se empleará el valor de temperatura obtenida para la capacidad mínima de transmisión indicada en la Tabla 3.1.

Para zonas con hielo de acuerdo con el CNE – Suministro, se verificará la flecha en condiciones finales de tensado.

Sustento:

La condición de emergencia es atípica y temporal. No debería ser determinante para la ubicación de las estructuras sobre el terreno. Cumplir con las distancias verticales al terreno en condiciones de emergencia podría representar proyectos más costosos.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 130 de REP.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinergmin al Comentario 130 de REP.

16.131 Comentario 131 (ST-COES) Líneas de Transmisión

Anexo 1 del PR-20 Capítulo 3

3.2.2 CAPACIDAD DE CORRIENTE DE LOS CONDUCTORES DE FASES

Literal a.

Modificar el siguiente texto:

Para cumplir con las capacidades de transmisión de las líneas del STTN, STTR y STL (indicadas en la Tabla 3.1), la temperatura en los conductores de fase no debe superar el límite térmico de 75 °C (*) para las capacidades de transmisión indicadas y bajo las siguientes condiciones ambientales:

(*) En caso se propongan conductores especiales resistentes a altas temperaturas, el límite térmico puede incrementarse.

Se recomienda la siguiente redacción:

Para cumplir con las capacidades de transmisión de las líneas del STTN, STTR y STL (indicadas en la Tabla 3.1), la temperatura en los conductores de fase no debe superar el límite térmico de 75 °C (*) para las capacidades de transmisión indicadas y bajo las siguientes condiciones ambientales:

(*) En caso se propongan conductores especiales resistentes a altas temperaturas, el límite térmico puede incrementarse.

Adicionalmente, para conductores convencionales, el diseño de las líneas debe posibilitar que, durante el período de emergencia, se conserven las distancias de seguridad establecidas en las normas aplicables. De ser el caso, si se requiere que el conductor opere a un valor de temperatura mayor de 75 °C en el período de emergencia, se mantendrán las distancias de seguridad señaladas, debiéndose demostrar además que dicho valor de temperatura no disminuirá las características técnicas del conductor.

Sustento:

La condición de emergencia es atípica y temporal. Aprobando el criterio de poder superar el límite térmico de 75°C en condición de emergencia se pueden tener proyectos más eficientes en costos y de igual manera cumplir con los requerimientos eléctricos y de seguridad de la instalación.

De igual manera en los pliegos de contratación de las ofertas existe una ambigüedad con esta solicitud, ya que en estos se permite superar los 75°C en condición de emergencia, lo cual se considera lo más óptimo, por tanto, se debería considerar unificar este criterio en la modificación del PR-20.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 131 de REP.

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinerghmin al Comentario 131 de REP.

16.132 Comentario 132 (ST-COES) Líneas de Transmisión

Anexo 1 del PR-20 Capítulo 3

3.2.4 COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO Y PROTECCIÓN CONTRA RAYO

Tabla 3.5 Ángulos de Apantallamiento en las líneas STTN, STR, y STL con dos cables de guarda

Tensión Nominal (kV)	Ángulo de apantallamiento		
	Altitud ≤ 3000 m (hacia el litoral) Altitud ≤ 1500 m (selva)		Altitud > 3000 m 1500 < Altitud ≤ 3000 m (selva)
	Estructura de un circuito	Estructura de dos o más circuitos	Estructuras de uno o más circuitos
138 kV	-	+10°	0°
220 kV	+15°	0°	-10°
500 kV	+10°	0°	-10°

Nota: El ángulo de apantallamiento en zonas con alta probabilidad de formación de hielo puede ser apropiadamente modificado.

Sustento:

Se considera que la ubicación de los cables de guarda es una responsabilidad de cada oferente y depende de la zona de ubicación del proyecto, así como de la densidad de rayos a tierra y la ubicación del sitio de torre sobre el perfil del terreno, por estas razones consideramos que una definición de los ángulos de apantallamiento para los conductores de fases debe ser un análisis particular de cada proyecto, lo propuesto en la tabla 3.5 no necesariamente garantizará el correcto desempeño de las líneas de transmisión en cuanto a la tasa de salida definida para cada sector

altitudinal. Esta estandarización ocasionará un incremento en los pesos de las estructuras del proyecto y no es la mejor solución desde el punto de vista de ingeniería.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 49 de ORYGEN.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinergmin al Comentario 49 de ORYGEN.

16.133 Comentario 133 (ST-COES) Líneas de Transmisión

Anexo 1 del PR-20 Capítulo 3

3.3.7 GEOMETRÍA DE LA PARTE SUPERIOR DE LA ESTRUCTURA

- **Distancias mínimas fase-tierra ante sobretensiones a frecuencia industrial, maniobra y rayo**

En todas las líneas del STTN, STTR y STL, las distancias mínimas fase (incluye partes energizadas) a tierra ante sobretensiones a frecuencia industrial, maniobra y rayo en las estructuras deberán ser las establecidas en las Tablas 3.7, 3.8 y 3.9.

Tabla 3.7 Distancias mínimas fase-tierra ante Sobretensiones a frecuencia Industrial (m) (Di)

Altitud h (m)	Tensión nominal			
	138 kV	220 kV	500 kV	
			Fase Central	Fase Lateral
≤500	0.31	0.48	1.14	1.06
500<h≤1000	0.33	0.50	1.21	1.13
1000<h≤1500	0.35	0.53	1.30	1.20
1500<h≤2000	0.37	0.57	1.39	1.29
2000<h≤2500	0.39	0.60	1.49	1.38
2500<h≤3000	0.41	0.63	1.59	1.47
3000<h≤3500	0.44	0.67	1.71	1.58
3500<h≤4000	0.46	0.71	1.84	1.70
4000<h≤4500	0.49	0.76	1.96	1.82
4500<h≤5000	0.52	0.81	2.13	1.96

Nota: Esta distancia también corresponde a la distancia de arco seco del aislador ante sobretensión a frecuencia industrial.

Tabla 3.8 Distancias mínimas fase - tierra ante Sobretensiones de Maniobra (m) (Dm)

Altitud h (m)	Tensión nominal			
	138 kV	220 kV	500 kV	
			Fase Central	Fase Lateral
≤500	0.38	0.83	3.50	2.73
500<h≤1000	0.42	0.90	3.73	2.91
1000<h≤1500	0.46	0.98	3.98	3.11

Sustento:

Al revisar el CIGRE Technical Brochure 348: "Tower Top Geometry and Mid Span Clearances" se observa que es una recopilación de experiencias en diferentes países para estimar las distancias fase-tierra y fase-fase, sin embargo, no se

establece una manera clara o metodología de cálculo clara para determinar las distancias fase-tierra y fase-fase.

Debe ser responsabilidad de cada oferente la selección y coordinación del aislamiento como parte integral del diseño de líneas.

Agradecemos al COES poder presentar la metodología de cálculo utilizada para llegar a los valores presentados en las tablas 3.7, 3.8 y 3.9. Es necesario que el COES tenga en cuenta adicionalmente, que estas distancias deben ser definidas teniendo en cuenta los conductores a mitad de vano y no solamente en la cabeza de la estructura. Consideramos que esta estandarización puede ocasionar sobre costos a los futuros proyectos en Perú.

Opinión del COES

Consulta atendida.

Ver opinión del COES al Comentario 133 de REP.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinergmin al Comentario 133 de REP.

16.134 Comentario 134 (ST-COES) Líneas de Transmisión

Anexo 1 del PR-20 Capítulo 3

3.2.5 EMISIÓN ELECTROMAGNÉTICA

Efecto Corona.

Modificar el siguiente texto:

En las zonas con altitud mayor a 1000 msnm, el gradiente crítico será obtenido con la fórmula de Peek, con un margen de seguridad del 5%, según se muestra:

Se recomienda la siguiente redacción:

En las zonas con altitud mayor a 1000 msnm, el gradiente crítico será obtenido con la fórmula de Peek, según se muestra:

Sustento:

Dado que no se tienen registros de fallas asociadas a efecto corona en las líneas en Perú, se considera que incluir un margen de seguridad al cálculo del gradiente crítico incrementa los costos de la infraestructura eléctrica sin tener un argumento técnico evidenciable.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 134 de REP.

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinerghmin al Comentario 134 de REP.

16.135 Comentario 135 (ST-COES) Líneas de Transmisión

Anexo 1 del PR-20 Capítulo 3

3.2.4 COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO Y PROTECCIÓN CONTRA RAYOS

Reducción de Fallas Simultáneas en Líneas de Doble Circuito

Se recomienda eliminar el siguiente párrafo:

Cuando una línea del STTN o STTR diseñada para doble circuito deba recorrer zonas andinas con altitudes mayores a 4000 msnm, zonas de selva (alta o baja) o zonas con DRT mayor a 6 rayos/km²/año, se tendrán que diseñar con estructuras independientes por circuito (dos estructuras de simple terna)

Sustento:

Dado que se tienen en la propuesta de modificación del PR20, criterios que le apuntan a la confiabilidad y correcto desempeño eléctrico de las líneas de transmisión (apantallamiento, tasa de salidas, fallas por

blindaje, entre otros), incluir un requisito de estructuras simple terna, además de no ser necesario, incrementa el costo de la infraestructura eléctrica y genera mayores impactos desde el punto de vista ambiental, social y predial de los proyectos de transmisión.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 20 de REP.

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinerghmin al Comentario 20 de REP.

16.136 Comentario 136 (ST-COES) Líneas de Transmisión

Anexo 1 del PR-20 Capítulo 3 – 3.3.1

Modificar el siguiente texto:

Para líneas locales, las secciones mínimas de conductores (ACSR, AAAC, ACAR o similar) hasta una altitud de 1000 msnm, serán las indicadas en la Tabla 3.6.

Se recomienda la siguiente redacción:

Las secciones mínimas de conductores (ACSR, AAAC, ACAR o similar) así como el número de subconductores por fase, independientemente de la altitud y nivel de tensión, deben ser definidas por el oferente como parte integral del diseño electromecánico de las líneas de transmisión.

Se recomienda eliminar la Tabla 3.6.

Sustento:

Las secciones mínimas de conductores (ACSR, AAAC, ACAR o similar) así como el número de subconductores por fase, independientemente de la altitud y nivel de tensión, deben ser definidas por el oferente como parte integral del diseño electromecánico de las líneas de transmisión.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 51 de ORYGEN.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinergmin al Comentario 51 de ORYGEN.

16.137 Comentario 137 (ST-COES) Líneas de Transmisión

Anexo 1 del PR-20 Capítulo 3 – 3.3.4

Modificar el siguiente texto:

En zonas donde la línea de transmisión esté expuesta a la acumulación grande de hielo (por encima de los 4000 msnm y en zonas de tundra subtropical) se tendrá que evaluar el empleo de separadores entre fases, ampliar las distancias entre fases, utilizar crucetas de largo diferente, restringir la longitud de vanos u otra solución para evitar el riesgo de cortocircuito entre fases y efecto "Galloping".

En zonas superiores a 4000 msnm que no estén ubicadas en zonas de tp-AT o tp-AS, se darán soluciones al cortocircuito entre fases y efecto "Galloping", cuando se verifique su efecto durante la operación de la línea.

Las zonas de tp-AT o tp-AS serán identificadas con el Mapa Ecológico del Perú

Se recomienda la siguiente redacción:

Desde el diseño el oferente debe realizar los estudios de efecto "Galloping" de la línea de transmisión y deberá en caso de identificar el riesgo considerar en su solución alternativas como ampliar las distancias entre fases, utilizar crucetas de largo diferente, restringir la longitud de vanos u otra solución para evitar el riesgo de cortocircuito entre fases y efecto "Galloping".

En caso de presentarse corto circuitos, asociados al efecto "Galloping", durante la operación de la línea, se tendrá que evaluar el empleo de separadores entre fases, u otra solución para evitar el riesgo de cortocircuito entre fases y efecto "Galloping".

Sustento:

Deben quedar acotadas las alternativas de mitigación ante efecto "Galloping" a las etapas del proyecto, diseño u operación, dado que las posibilidades reales son diferentes en cada una de estas etapas.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 137 de REP.

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinerghmin al Comentario 137 de REP.

16.138 Comentario 138 (ST-COES) Líneas de Transmisión

Anexo 1 del PR-20 Capítulo 3 – 3.3.7

Se recomienda eliminar el siguiente párrafo y tabla:

La distancia vertical mínima entre el conductor de fase y cable de guarda en la estructura será la indicada en la tabla 3.15.

Tabla 3.15. Distancia vertical mínima entre el conductor de fase y cable de guarda (m)

Altitud h (m)	Tensión nominal		
	138 kV	220 kV	500 kV
$h \leq 1000$	3,7	4,2	5,4
$1000 < h \leq 1500$	3,7	4,2	5,6
$1500 < h \leq 2000$	3,8	4,3	5,8
$2000 < h \leq 2500$	3,8	4,4	6,0
$2500 < h \leq 3000$	3,9	4,5	6,1
$3000 < h \leq 3500$	4,0	4,6	6,4
$3500 < h \leq 4000$	4,0	4,7	6,6
$4000 < h \leq 4500$	4,1	4,9	6,8
$4500 < h \leq 5000$	4,2	5,0	7,0

Sustento:

La distancia vertical entre el conductor de fase y el cable de guarda en las estructuras, tanto de suspensión como de retención, debe ser definida por el oferente como parte integral del diseño electromecánico de las líneas de transmisión. Definir distancias fijas por nivel altitudinal y nivel de tensión, podría ocasionar errores en el diseño que repercuten en el desempeño de la línea de transmisión.

Adicionalmente, este tipo de criterios determinísticos incrementan el costo de los proyectos, sin necesidad.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 138 de REP.

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinerghmin al Comentario 138 de REP.

16.139 Comentario 139 (ST-COES) Líneas de Transmisión

Anexo 1 del PR-20 Capítulo 3 – 3.3.7

Modificar el siguiente texto:

"Para el caso de ángulos de salida pronunciados del conductor respecto al eje horizontal, se tendrá en cuenta un espaciamiento adicional para guardar las distancias de seguridad

respecto a la cruceta inferior o la parte inferior de la "ventana" (de ser el caso) por el efecto del ancho de la cruceta o del cuerpo de la torre. En su defecto a este análisis, se tomarán las siguientes distancias adicionales:

138 kV : 0,30 m

220 kV : 0,40 m

500 kV : 0,52 m

Se recomienda la siguiente redacción:

Para el caso de ángulos de salida pronunciados del conductor respecto al eje horizontal, el concesionario deberá presentar un análisis detallado para garantizar las distancias de seguridad respecto a la cruceta inferior o la parte inferior de la "ventana" (de ser el caso) por

el efecto del ancho de la cruceta o del cuerpo de la torre. Este análisis debe ser aprobado por el COES y Osinerghmin.

Sustento:

Definir unos valores adicionales fijos no garantiza el cumplimiento de las distancias para todas las posibles situaciones que puedan presentarse en una línea de transmisión.

Dejar abierto el análisis para aprobación del COES y Osinerghmin permite garantizar la seguridad de la instalación y el desempeño de la línea, sin incurrir en errores de diseño.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 139 de REP.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinergmin al Comentario 139 de REP.

16.140 Comentario 140 (ST-COES) Procedimental

Sobre la entrada en vigencia o aplicación del PR-20

Se debe incorporar en la resolución aprobatoria del Nuevo PR-20, una disposición transitoria, que permitan garantizar que estos nuevos cambios solo serán aplicables a los nuevos procesos de licitación, es decir, a los que serán convocados posteriormente a la aprobación del Nuevo PR-20.

Para tal efecto se propone considerar el siguiente texto:

“DISPOSICIONES COMPLEMENTARIAS TRANSITORIAS

PRIMERA: Los proyectos de transmisión que se encuentren con el proceso de licitación pública iniciado antes de la entrada en vigencia de la modificación del procedimiento PR-20, se regirán hasta su conclusión por lo establecido en el PR-20 vigente a la fecha del anuncio de la convocatoria del respectivo concurso de licitación.

Asimismo, los proyectos del Plan de Transmisión que tienen incorporado el EPO como parte de su anteproyecto, se regirán hasta su conclusión por los criterios de diseño establecidos en el PR-20 vigente a la fecha con el cual fue desarrollado dicho anteproyecto.”

Sustento:

Sobre el inicio de aplicación, tal como lo establecen los nuevos contratos firmados, para la parte de diseño se establece que será aplicable el PR-20 vigente a la fecha de suscripción. Sin embargo, es muy probable que a la fecha de ingreso de expedientes u otras gestiones se encuentre vigente otro PR-20 (modificado). En ese sentido se requiere que, para los proyectos en curso, firmados bajo licitación APP sea aplicable tanto para la parte operativa como de gestión el PR-20 actual. Siendo el nuevo aplicable solo a partir de los nuevos contratos que se suscriban posterior a su entrada en vigor del PR.20 nuevo

Esto para evitar una incompatibilidad de requisitos, debido a que las aprobaciones de las gestiones por los nuevos requisitos que soliciten el nuevo PR-20 se contraponen a que el diseño y el proceso se realice con un procedimiento extinto. Esto podría generar el rechazo o denegación automática de algunos documentos que se presenten.

Opinión del COES

Sugerencia aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 1 de ENGIE.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinergmin al Comentario 1 de ENGIE.

16.141 Comentario 141 (ST-COES) Procedimental**Numeral 11.6 – inciso 2****INFORME DE PRUEBAS DE PUESTA EN SERVICIO Y REQUISITOS FINALES:**

En la propuesta del COES se incorpora lo siguiente:

“Presentada la solicitud de modificación, el COES cuenta con un plazo de quince (15) días hábiles para pronunciarse aprobando u observando la solicitud. En caso de formular observaciones, el Titular de la Instalación tiene un plazo de diez (10) días hábiles para subsanarlas. Presentada la subsanación, el COES tiene un plazo de quince (15) días hábiles para pronunciarse, aprobando u observando la solicitud.”

Se sugiere que el titular de la instalación tengo el mismo tiempo de respuesta que se le da al COES. En ese sentido se sugiere homologar a 15 los números de días hábiles.

Sustento:

Equitatividad de plazo para el COES y para el titular del proyecto

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 141 de REP.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinergmin al Comentario 141 de REP.

16.142 Comentario 142 (ST-COES) Homologación**6.2 Incorporación de los numerales 2 y 3 al Anexo 5 del PR-20 Numeral 3.5 Equipos de medición**

En el numeral 3.5, se indica para el registro de la respuesta dinámica se requiere una frecuencia de 100 muestras por segundo, se solicita que al menos sea de 1200 muestras por segundo.

Sustento:

Los relés de protección actuales tienen como tasa mínima de frecuencia el valor de 1200 hertz o 1200 muestras por segundo; por lo tanto, el valor de 100 muestras por segundo para eventos dinámicos es menor a lo que los equipos de medición o protección pueden capturar actualmente.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 142 de REP.

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinerghmin al Comentario 142 de REP.

16.143 Comentario 143 (ST-COES) Requisitos Generales PR-20

Estudios eléctricos del proyecto Anexo 2

En el numeral 6 del Anexo 2 indica el número de puntos de medición de los esquemas de rechazo de generación incluidos en el EPO son referenciales y pueden ser ajustados, aumentado o disminuyendo los puntos de medición, en la aprobación del EO. Si bien estos puntos pueden ser referenciales, debe existir por parte del nuevo agente una verificación encampo de la factibilidad de su propuesta y con dicha validación se debe indicar de que equipos (relés, transformadores de corriente) se tomará la medida como referencia a monitorear, así como tampoco el medio de comunicación que se utilizará.

Sustento:

El proyecto que se va a conectar a la red existente debe considerar la instalación de sus propios equipos y verificar en campo la factibilidad de la instalación de estos equipos en las subestaciones existentes debido a que, en caso de no sea factible, se debe contemplar una solución alternativa que podría implicar compra de nuevos equipos de patio que deben ser definidos en esta etapa. Ocurre que en los EPO normalmente se envía un esquema muy referencial que en la práctica muchas veces no es viable.

Opinión del COES

Consulta atendida.

Ver opinión del COES al Comentario 143 de REP.

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinerghmin al Comentario 143 de REP.

16.144 Comentario 144 (ST-COES) Homologación

Modificaciones del Anexo 4 Pruebas de Homologación

Se presupone que una empresa consultora debe efectuar las pruebas, el procedimiento no deja la posibilidad de que el titular de las instalaciones utilice a sus propios especialistas, se debe incluir esta opción.

Sustento:

REP ya presentó satisfactoriamente las pruebas de homologación de sus equipos sin necesitar de una consultora, sino que las elaboraron sus propios especialistas.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 144 de REP.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinergmin al Comentario 144 de REP.

16.145 Comentario 145 (ST-COES) Homologación

Modificaciones del Anexo 4

Pruebas de Homologación

Sobre el siguiente punto:

A solicitud del COES, cuando considere que el modelo de una instalación no representa su comportamiento dinámico real, con base en simulaciones y/o análisis.

Las pruebas que COES solicite en donde ya existen unas pruebas ya aprobadas deberán ser efectuadas por COES. Esto porque la solicitud implica que las pruebas existentes no han sido correctamente aprobadas. Asimismo, COES deberá asumir el respectivo costo.

Sustento:

Este nuevo punto desincentiva una correcta revisión y aprobación de las pruebas y deja un riesgo para los agentes del SEIN de asumir de forma imprevisible los costos de una mala aprobación de una prueba.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 145 de REP.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinergmin al Comentario 145 de REP.

16.146 Comentario 146 (ST-COES) Requisitos Generales PR-20Estudios

Actualmente se están aprobando estudios de preoperatividad de centrales aun cuando su ingreso supone condiciones irreales en donde se obtendrían sobrecargas de muchas veces las capacidades de las líneas cercanas al punto de conexión. Ante esto los EPOS incluyen esquemas de rechazo de generación y esto ha generado que puedan ingresar miles de MW de generación en un mismo punto, siendo esto técnicamente imposible. De alguna forma el PR-20 debe contemplar estos casos y limitar el ingreso de demasiados proyectos en un mismo punto, así como el abuso de esquemas en operación normal. Asimismo, debe haber algún tipo de garantía para que los titulares implementen sus proyectos, o alguna penalización ante la no ejecución de los mismos.

Sustento:

La aprobación masiva de proyectos que dudosamente ingresaran genera incertidumbre e incluso dificulta el análisis del sistema en el largo plazo. La planificación de la transmisión en muchos casos se está efectuando sobre condiciones irreales y consecuentemente los resultados son de dudosa calidad. Se debe representar lo mejor posible la realidad y por ello debería otorgarse aprobación de EPO a aquellos proyectos que en realidad ingresaran.

Opinión del COES

Consulta atendida.

Ver opinión del COES al Comentario 146 de REP.

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinerghmin al Comentario 146 de REP.

16.147 Comentario 147 (ST-COES) Requisitos Generales PR-20General Alcance

Debe quedar claro en el procedimiento el nivel de desagregación o granularidad de la instalación desde la cual se debe aplicar el PR-20, para ello el procedimiento debe considerar el proceso a seguir sobre la siguiente consulta ¿Cuál es el equipamiento (relés, interruptores, medidores, celdas, equipos de compensación), elemento o agrupamiento de instalación desde la cual aplica el PR-20?

Asimismo, sobre el alcance de oportunidad, se debe especificar los casos sobre los cuales corresponde realizar una gestión de modificación bajo el PR-

20, por ejemplo, un cambio por mantenimiento programado que corresponde a una naturaleza temporal no debería pasar por el PR-20, lo mismo para instalaciones temporales.

Opinión del COES

Consulta atendida.

Ver opinión del COES al Comentario 147 de REP.

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinerghmin al Comentario 147 de REP.

16.148 Comentario 148 (ST-COES) Procedimental

9.5 Alcance del EPO

Se sugiere realizar las siguientes modificaciones:

“El documento de alcances del EPO tendrá una validez de doce (12) ~~seis (06)~~ meses, tiempo en que el Gestor del Proyecto deberá presentar el EPO. En proyectos cuya complejidad técnica lo amerite, el COES podrá establecer un plazo de validez mayor, por iniciativa propia o a solicitud del Gestor del Proyecto, expresado en su carta de solicitud de alcances. El plazo de validez establecido en el documento de alcances del EPO es improrrogable.”

Sustento:

Se solicita ampliar el plazo de validez del documento de alcances del EPO a 12 meses, debido a la complejidad técnica de los proyectos que se conectan al sistema de transmisión. Además, se sugiere incluir la posibilidad de que el COES pueda extender el plazo por iniciativa propia, no solo a petición del Gestor del Proyecto, en base a nueva información que pueda modificar el alcance del EPO.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 7 de la SNMPE.

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinerghmin al Comentario 7 de la SNMPE.

16.149 Comentario 149 (ST-COES) Definiciones

6. Definiciones y Abreviaturas

Se sugiere realizar las siguientes modificaciones:

“6.11 Gestor del Proyecto: Persona natural o jurídica que presenta y gestiona ante el COES, el EPO y EO de un proyecto de instalación eléctrica, ~~También se refiere al Titular del Proyecto.~~ también conocido como Titular del Proyecto.”

Sustento:

Se recomienda revisar la definición de Gestor de Proyecto para evitar confusiones sobre si se trata de la misma persona que el Titular del Proyecto o si son roles distintos, considerando que el Titular del Proyecto también podría desempeñar la función de Gestor.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 2 de CONELSUR.

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinerghmin al Comentario 2 de CONELSUR.

16.150 Comentario 150 (ST-COES) Procedimental

11.5 Ejecución de las Pruebas de Puesta en Servicio

Se solicita aclarar y especificar en el documento si el punto 11.5 aplica también para instalaciones de transmisión.

Sustento:

Se solicita aclarar y especificar en el documento si el punto 11.5 aplica también para instalaciones de transmisión

Opinión del COES

Consulta atendida.

Ver opinión del COES al Comentario 3 de CONELSUR.

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinerghmin al Comentario 147 de CONELSUR.

16.151 Comentario 151 (ST-COES) Procedimental

11.5 Ejecución de las Pruebas de Puesta en Servicio

Se sugiere realizar las siguientes modificaciones:

“2. La duración máxima de las pruebas será: (i) Diez (10) días calendario en el caso de instalaciones de transmisión, (ii) Dos (2) meses, en el caso de instalaciones de generación convencional y (iii) en el caso de Centrales de Generación No Convencional (CGNC) e instalaciones de demanda, la

duración de las pruebas será propuesta por el Titular de la Instalación y aprobado por el COES en la autorización de conexión para Pruebas de Puesta en Servicio. Sin embargo, si el COES advirtiere ciertas condiciones que imposibiliten la ejecución de las pruebas en los plazos referenciales dispuestos podrá extenderlos, de manera debidamente justificada”

Sustento:

Según lo establecido en el numeral 2 del punto 11.5, se solicita incluir de forma excepcional la autorización para que el COES pueda extender los plazos indicados, permitiendo que, en circunstancias justificadas donde no sea factible completar las pruebas dentro del plazo definido en el procedimiento, el organismo tenga la facultad de modificarlo.

Opinión del COES

Sugerencia aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 13 de ENGIE.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinergmin al Comentario 13 de ENGIE.

16.152 Comentario 152 (ST-COES) Procedimental

11.4.2 Trámite para la autorización de conexión para Pruebas de Puesta en Servicio:

Se sugiere realizar las siguientes modificaciones:

“3. Presentada la subsanación, el COES tiene un plazo de cinco (5) días hábiles para pronunciarse, autorizando o denegando la solicitud. En caso de autorizarse, El COES deberá informar al Titular, las condiciones en las que se debe ejecutar la conexión para Pruebas de Puesta en Servicio”

Sustento:

De acuerdo con lo establecido en el numeral 3 del punto 11.4.2, se sugiere agregar que el COES tiene la responsabilidad de comunicar las condiciones bajo las cuales debe llevarse a cabo la conexión para las Pruebas de Puesta en Servicio, dado que es este organismo el que posee conocimiento del estado del sistema.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 5 de CONELSUR.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinergmin al Comentario 5 de CONELSUR.

16.153 Comentario 153 (ST-COES) Procedimental

9.14 EPOs elaborados por el COES, incluidos en los anteproyectos del Plan de Transmisión

Se sugiere realizar las siguientes modificaciones:

“Para tal efecto, en la fecha de presentación de la Propuesta del Plan de Transmisión por parte del COES, este deberá remitir los EPOs de los anteproyectos a los Terceros Involucrados, quienes tendrán un plazo de veinte (20) días hábiles para comunicar al COES sus observaciones.

Posteriormente, el COES tendrá un plazo de veinticinco (25) días hábiles para remitir a los Terceros Involucrados la absolución de observaciones. Los Terceros Involucrados tendrán un plazo de quince (15) ~~diez (10)~~ días hábiles para comunicar al COES sus observaciones a la absolución de observaciones. El COES publicará la Propuesta Definitiva del Plan de Transmisión, considerando la absolución de las observaciones formuladas por los Terceros Involucrados.”

Sustento:

Se solicita extender el plazo para la entrega de los comentarios de respuesta a las observaciones de 10 días hábiles a 15 días hábiles, considerando la complejidad que algunas observaciones pudiesen implicar y atendiendo a que participan varias áreas en la revisión.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 6 de CONELSUR.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinergmin al Comentario 6 de CONELSUR.

16.154 Comentario 154 (ST-COES) Protecciones

Anexo 1 – Capítulo 06: Sección 6.10.2 Unidad de medición fasorial (PMU)

Se deberá precisar el ancho de banda del canal de comunicaciones requeridos para las señales por cada PMU, de manera que se evite ambigüedades.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

El ancho de banda seleccionado debe tener como mínimo la capacidad de transmitir las señales detalladas en este numeral. Asimismo, el ancho de banda seleccionado dependerá de la arquitectura implementada, por lo cual no se puede especificar un valor único.

Ver opinión del COES al Comentario 147 de REP.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

16.155 Comentario 155 (ST-COES)

Anexo 1 – Capítulo 06: Sección 6.11.1 Instalaciones del STTN y STTR

En el sistema de comunicación principal, se debe precisarse en qué casos aplica el texto correspondiente a “En caso de líneas de transmisión existentes...”, ya que el alcance de esta sección corresponde a “nuevas instalaciones, ampliaciones o repotenciaciones de instalaciones existentes”

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 39 de REP.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinergmin al Comentario 39 de REP.

16.156 Comentario 156 (ST-COES) Protecciones

Anexo 1 – Capítulo 06: Sección 6.11.1 Instalaciones del STTN y STTR

Debe precisarse que tan independientes deberán ser los sistemas de comunicaciones (Diferente hilo, cable, torre, etc.)

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

En el numeral 6.11.1 se encuentra precisado la independencia de los sistemas de comunicación, estos deben estar soportados en diferentes medios físicos. Es decir, la afectación de un sistema de comunicación no debe afectar el otro, asimismo, se indica los tipos de medio de comunicación de respaldo.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

16.157 Comentario 157 (ST-COES) Protecciones

Anexo 1 – Capítulo 07: Sección 7.4.1 Tipo de arquitectura

Existe una contradicción entre viñeta 04 “...IEDs con funciones de protección, control y medición combinadas” con el 2do párrafo, donde se indica “..la función de medición deberá mantenerse separada de las funciones de protección y control”

Opinión del COES

Sugerencia aceptada.

Se sugiere aceptar la sugerencia teniendo en cuenta que el texto actual podría generar confusión entre la implementación de IEDs con funciones de protección, control y medición combinadas.

“7.4.1 TIPO DE ARQUITECTURA

(...)

- Unidades de bahía.
- IEDs con funciones de protección e IED con funciones de control, o IEDs con funciones de protección **y** control. ~~y medición combinadas.~~
- ~~Transductores de medida, en el eventual caso que la clase de exactitud de las mediciones de los IEDs con funciones de protección y/o control no satisfagan el requerimiento de exactitud (clase) de las mediciones del SEIN.~~
- Dispositivo para el análisis de gases y temperatura de transformadores, si corresponde.

(...)”

Análisis de Osinergmin

La sugerencia indica que debe separarse las funciones de protección y medición; sin embargo, ha eliminado la función de medición por lo que se sugiere que el numeral 7.4.1 del Capítulo 7 del Anexo 1 del proyecto de modificación del PR-20 quedará redactado de la siguiente manera:

“7.4.1 TIPO DE ARQUITECTURA

(...)

- Unidades de bahía.
- IEDs con funciones de protección e IED con funciones de control, o IEDs con funciones de protección y control. O IEDs con funciones de mediciones combinadas.
- Transductores de medida, en el eventual caso que la clase de exactitud de las mediciones de los IEDs con funciones de

protección y/o control no satisfagan el requerimiento de exactitud (clase) de las mediciones del SEIN.

- *Dispositivo para el análisis de gases y temperatura de transformadores, si corresponde.*

(...)”

16.158 Comentario 158 (ST-COES) Protecciones

Anexo 1 – Capítulo 07: Sección 7.4.3 Transmisión de datos al centro de control

Se propone actualizar el 3er párrafo, de manera que sea aplicable a la realidad (instalaciones remotas): *“El sistema de comunicación debe contar con dos enlaces dedicados a través de fibra óptica preferentemente: uno hacia el centro de control principal del COES y otro hacia el centro de control de respaldo; con la velocidad mínima establecida en la NTIITR.”*

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Las comunicaciones entre las empresas y el COES deben cumplir la velocidad, disponibilidad y tiempos establecidos en la NTIITR. En este sentido recomendamos que todo el trayecto sea mediante fibra óptica, sin embargo, la selección final del enlace dedicado dependerá de la disponibilidad de este, es importante resaltar que la conexión al COES debe realizarse con enlaces dedicados en fibra óptica, por lo cual modificar el texto párrafo podría generar confusión del enlace dedicado a implementar para la conexión con el COES.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

16.159 Comentario 159 (ST-COES) Protecciones

Anexo 1 – Capítulo 07: Sección 7.6 Compatibilidad entre el CC de empresas y el CC del COES

En el 2do párrafo indica que la comunicación hacía el COES puede ser por onda portadora, lo cual debe corregirse por no ser viable.

Opinión del COES

Sugerencia aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 105 de REP.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinergmin al Comentario 105 de REP.

16.160 Comentario 160 (ST-COES) ProcedimentalÍtem 1.3 – Modificación del numeral 9.5 del PR-20

El COES debe precisar para proyectos cuya complejidad técnica lo amerite, por cuántos años se podrá establecer un plazo de validez mayor.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

No es posible establecer la complejidad técnica solo en función a los años de implementación de un proyecto.

Ver respuesta del numeral 8.7.

Ver opinión del COES al Comentario 7 de la SNMPE.

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinerghmin al Comentario 7 de la SNMPE.

16.161 Comentario 161 (ST-COES)Ítem 1.11 Modificación del numeral 10.6 del PR-20

El COES debe precisar para proyectos cuya complejidad técnica lo amerite, por cuántos años se podrá establecer un plazo de validez mayor.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

No es posible establecer la complejidad técnica solo en función a los años de implementación de un proyecto. Ver opinión del COES al Comentario 7 de la SNMPE.

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinerghmin al Comentario 7 de la SNMPE.

17. Comentario de Energía Renovable del Sur S.A. (ENERGÍA RENOVABLE DEL SUR)**17.1 Comentario 1 (ENERGIA RENOVABLE DEL SUR) Procedimental**Numeral 9.6

Se recomienda incluir como un nuevo requisito para la presentación del EPO, una garantía de fiel cumplimiento (carta fianza), a fin de garantizar la ejecución del proyecto y desincentivar la presentación de EPOs por parte de especuladores.

Por consiguiente, Acciona propone el siguiente texto: *"6. Cumplir con presentar una Garantía de Fiel Cumplimiento de ejecución del proyecto equivalente al*

0.5% del presupuesto del proyecto incluido todos los impuestos, con un tope de 500 UIT. La garantía deberá mantenerse vigente hasta la aprobación del Certificado de Conformidad del EO".

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Este criterio, que tiene como propósito mitigar la proliferación de proyectos de generación RER sin planes serios de implementación, debe ser evaluado a un nivel normativo superior y no a nivel de un Procedimiento Técnico.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

17.2 Comentario 2 (ENERGIA RENOVABLE DEL SUR) Requisitos Generales PR-20

Capítulo 2 Numeral 2.3.1 Anexo 1

Se recomienda evaluar que la reubicación de transposiciones ante el seccionamiento de una línea de transmisión no sea obligatoria, sino que este supeditada a la verificación de desbalances de tensión según estándares internacionales. Es crucial que este análisis se encuentre debidamente sustentado en el estudio de pre operatividad (EPO).

Por consiguiente, Acciona propone el siguiente texto: *"En el caso de seccionarse una línea de transmisión, el titular de la nueva instalación podrá considerar e implementar la reubicación de transposiciones..."*

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Con la inclusión del término *"podrá"* los gestores van a tratar de demostrar que no requiere la reubicación de las transposiciones, demorando el proceso de revisión y aprobación del EPO.

Sin embargo, si es una obligación, le da predictibilidad, facilitando la revisión y aprobación del EPO.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

17.3 Comentario 3 (ENERGIA RENOVABLE DEL SUR) Requisitos Generales PR-20

Capítulo 2 Numeral 2.3.1 Anexo 1

Del párrafo resaltado (numeral 2.3.1) se entiende que es posible que una línea corta no requiere protección diferencial. Por lo tanto, se recomienda precisar en qué casos una línea corta no requiere protección protección diferencial.

Opinión del COES

Sugerencia aceptada.

Para una mejor precisión sobre la necesidad de implementar la protección diferencial en una línea corta, se sugiere se sugiere modificar el numeral 2.3.1 del capítulo 2 del Anexo 1 del PR-20 prepublicado, en el siguiente sentido:

(...)

2.3.1 CRITERIOS PARA LA CONEXIÓN EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

(...). En caso de que, al seccionarse las líneas, en los tramos de línea corta resultantes se ~~requiera~~ **deberá implementarse la** protección diferencial de línea; ~~si y~~ la línea existente no ~~tenga~~ **tuviera** fibra óptica, se debe implementar el sistema de comunicación necesario para dejar operativa este tipo de protección. En los otros tramos, se deberá mantener el esquema de protección y comunicaciones de la línea original.

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, corresponde modificar el numeral 2.3.1 del Capítulo 2 del Anexo 1 del proyecto de modificación del PR-20 de acuerdo con la siguiente redacción:

"2.3.1 CRITERIOS PARA LA CONEXIÓN EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

(...)

- (...).

En caso de que, al seccionarse las líneas, en los tramos de línea corta resultantes se deberá implementarse la protección diferencial de línea; si la línea existente no tuviera fibra óptica, se debe implementar el sistema de comunicación necesario para dejar operativa este tipo de protección. En los otros tramos, se deberá mantener el esquema de protección y comunicaciones de la línea original.

(...)"

17.4 Comentario 4 (ENERGIA RENOVABLE DEL SUR) Requisitos Generales PR-20

Capítulo 2 Numeral 2.3.1 Anexo 1

Se recomienda revisar el ítem 4 de la Tabla 2.1 para adecuarlo a las necesidades y capacidades de los proyectos de generación. La exigencia de seccionar todos los circuitos de un enlace de transmisión puede incrementar

los costos de proyectos de generación y representar un desincentivo para los mismos ya que, en muchos casos, el seccionamiento en un solo circuito es suficiente debido a la capacidad del proyecto.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Si bien el no seccionar todos los circuitos podría encarecer los costos de proyectos, en el mediano plazo es beneficioso para el sistema y para el proyecto. Por el sistema debido a que se podría aprovechar los enlaces de forma eficiente, y para el proyecto porque no se limitaría la generación por sobrecarga de un enlace.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

17.5 Comentario 5 (ENERGIA RENOVABLE DEL SUR) Requisitos Generales PR-20

Capítulo 2 Numeral 2.3.2 Anexo 1

Se recomienda acotar la exigencia del numeral 2.3.2, a fin de que proyectos de generación que se conecten al STTR mediante seccionamiento queden exentos de construir subestaciones tan grandes dado que dichas subestaciones solo tienen como fin la conexión de la planta de generación.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

La exigencia es para reservar el espacio para futuras ampliaciones, sobre todo en los seccionamientos del STTR.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

17.6 Comentario 6 (ENERGIA RENOVABLE DEL SUR) Requisitos CGC

Capítulo 2 Numeral 2.4.1 Anexo 1

Se sugiere que las siguientes exigencias sean referenciales y se pueda demostrar en los análisis del EPO que no se pone en riesgo la seguridad del SEIN: (i) definir la potencia total que podrá inyectar una nueva central según el nivel de tensión del punto de conexión; y, (ii) considerar una línea de doble terna pasada cierta potencia en cada nivel de tensión, sean referenciales.

Por consiguiente, Acciona propone el siguiente texto: *"La potencia total (S_n) resultante en el Punto de Conexión al SEIN, que podrá inyectar una central de generación por medio del sistema de transmisión correspondiente, o las*

centrales de generación que se encuentren agrupadas en una misma zona, deberá ser debidamente justificada en los análisis realizados durante la etapa de evaluación del EPO, demostrando que no se sobrecargan los elementos de transmisión del SEIN ante la inclusión del proyecto, y de ser el caso proponer su mitigación. Adicionalmente, en caso de que los estudios evidencien que ante una contingencia en la línea de evacuación de la central se pone en riesgo la estabilidad del SEIN, se deberá considerar una línea con doble terna para brindar redundancia a la instalación”.

Finalmente, se recomienda evaluar que el numeral 2.4.1. sea concordante con el numeral 2.4.4. desarrollado en la fila 13 del documento.

Opinión del COES

Comentario no aceptado.

Ver opinión del COES al Comentario 31 de ORYGEN.

Asimismo, el numeral 2.4.1 es concordante con lo desarrollado del numeral 2.4.4.

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinerghmin al Comentario 31 de ORYGEN. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

17.7 Comentario 7 (ENERGIA RENOVABLE DEL SUR) Requisitos CGNC

Capítulo 2 Numeral 2.4.2 Anexo 1

En la tabla 2.4 y la figura 2.8 se indica que la potencia máxima de cada transformador de potencia de una CGNC es de 150MVA, se recomienda indicar el sustento de dicha capacidad, por otro lado, existen casos donde la capacidad del recurso excede ligeramente los 150MVA y se puede sustentar en el EPO que esto no representa un riesgo para el SEIN, tomando en cuenta lo anterior, se recomienda indicar que los valores propuestos son referenciales y que cada caso se estudiara de manera apropiada en el EPO.

Opinión del COES

Comentario aceptado.

Ver opinión del COES al Comentario 25 de ENGIE.

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinerghmin al Comentario 25 de ENGIE.

17.8 Comentario 8 (ENERGIA RENOVABLE DEL SUR) Requisitos CGNC

Capítulo 2 Numeral 2.4.3 Anexo 1

La exigencia de incluir inercia sintética en las CGNC como parques fotovoltaicos o eólicos tendrá un gran impacto en la viabilidad económica de un proyecto toda vez que, al día de hoy, la tecnología que permite brindar este tipo de servicios se encuentra en desarrollo y se requeriría para las CGNC dejar un margen de potencia siempre disponible para cumplir con este requisito o integrar un BESS para cumplir con dicho requerimiento.

Por otra parte, el operar una CGNC manteniendo un margen de reserva no implica aportar a la estabilidad del sistema a través de inercia sintética si los sistemas de control son lo suficientemente rápidos (control rápido de frecuencia). Esto se menciona debido a que, normalmente los parques operan empleando el control primario, a través del controlador potencia/frecuencia, que tiene un performance y tiempos de operación diferentes.

En función de lo anterior, se propone incluir una nota adicional a la cláusula 2.4.3 como la siguiente: **(**) El requisito de inercia para las CGNC será evaluado en los respectivos análisis EPO en función de la evolución que tengan las variables de estabilidad del SEIN, tales como el ROCOF, inercia e indicadores de fortaleza de red en escenarios de alta penetración de las CGNC.**

Con esta propuesta, el requisito de inercia para las CGNC deja de ser mandatorio. Finalmente, sugerimos que esta exigencia no sea de aplicación retroactiva o, en su defecto, que exista un mercado de servicios de inercia sintética para proyectos renovables.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 7 de la SPR.

Con relación a su aplicación, esta será determinada en la resolución de aprobación de la propuesta de modificación del PR-20.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinergmin al Comentario 7 de la SPR. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

17.9 Comentario 9 (ENERGIA RENOVABLE DEL SUR) Requisitos CGC y CGNC

Capítulo 2 Numeral 2.4.4 Anexo 1

Se recomienda revisar y acotar el párrafo resaltado del numeral 2.4.4, ya que genera muchas interrogantes y una casuística amplia de casos donde se podrían tener controversias. Por ejemplo, si una empresa presenta su Estudio de Pre Operatividad (EPO) para la conexión de una central de 350MW en una

subestación de 220kV y se le aprueba el EPO, ¿se le permitiría a otra empresa presentar su EPO para la conexión de una central de 200MW en la misma subestación, dado que la suma conjunta de las potencias de las centrales es más de 500MW, que es el límite que establece la tabla 2.2?

Si se le permite a la segunda empresa presentar su EPO y luego se obtiene la aprobación de dicho EPO, ¿cómo se asegurará el COES de cumplir con lo que indica el PR-20? Es decir, si ambas logran aprobar el EPO y una de ellas empieza la construcción de su central, ¿la otra empresa perdería su EPO y ya no podría construir? Por otro lado, actualmente hay EPOs aprobados de proyectos de generación que se conectan en 220kV. Si viene una nueva empresa y presenta su EPO para la conexión de una central en el mismo punto, ¿se restringe la capacidad de la planta a fin de cumplir los 500MW como máximo? Y si en caso ya se coparon los 500MW, ¿se le permite presentar su EPO?

Por lo expuesto, hay muchos casos que son limitados por esta cláusula y el proyecto de modificación del PR-20 no indica cómo se resolverían. Se recomienda revisar y aclarar estos puntos para evitar posibles controversias y garantizar una correcta implementación de la normativa.

Finalmente, sugerimos que la exigencia establecida en el párrafo resaltado no sea de aplicación retroactiva o, en su defecto, que exista un mercado de servicios de inercia sintética para proyectos renovables.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

El COES no puede restringir el ingreso de proyectos al SEIN, a viva cuenta que el sistema es de acceso abierto. Y es responsabilidad de los gestores de proyectos la construcción y puesta de operación de sus proyectos, siempre y cuando no causen impacto negativo a la calidad, confiabilidad, seguridad y operación del SEIN ni perjudiquen su expansión.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

17.10 Comentario 10 (ENERGIA RENOVABLE DEL SUR) Armónicos

Capítulo 2 Numeral 2.6.4 Anexo 1

Se recomienda que el numeral 2.6.4 sea más específico respecto a la frecuencia con la que se deberá realizar el monitoreo de las tensiones armónicas.

Además, en el caso de un proyecto de generación, este podría realizar la medición de tensiones armónicas en el momento del ingreso del proyecto y

estar por debajo de los límites. Sin embargo, con el paso del tiempo, podría ocurrir un incremento de las tensiones armónicas en la barra de conexión por factores externos al proyecto. En ese sentido, el proyecto no debería asumir la corrección de dicha situación. Se recomienda revisar lo anterior para plantear cómo verificar el causante de dicho incremento, considerando que el equipamiento concerniente al proyecto de generación normalmente no sufre cambios significativos a lo largo del tiempo.

Finalmente, sugerimos que la exigencia establecida en el párrafo resaltado no sea de aplicación retroactiva o, en su defecto, que exista un mercado de servicios de inercia sintética para proyectos renovables.

Opinión del COES

Sugerencia aceptada.

La Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE), dentro de su alcance incluye el control de calidad del servicio eléctrico en el aspecto de perturbaciones por tensiones armónicas.

En ese sentido, sugerimos modificar el numeral 2.6.4 del capítulo 2, del Anexo 1 del PR-20 prepublicado, en el siguiente sentido:

“(…)

2.6.4 Niveles de Armónicos

Estos límites de Emisión de Corrientes Armónicas en el Punto de Conexión serán evaluados a nivel simulación considerando el aporte individual de cada instalación.

~~Posteriormente, a lo largo de su operación deberán realizar el monitoreo de las tensiones armónicas y cumplir con los límites establecidos en la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos~~

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, corresponde modificar el numeral 2.6.4 del Capítulo 2 del Anexo del proyecto de modificación del PR-20 de acuerdo con la siguiente redacción:

“2.6.4 NIVELES DE ARMÓNICOS

(…)

Estos límites de Emisión de Corrientes Armónicas en el Punto de Conexión serán evaluados a nivel simulación considerando el aporte individual de cada instalación.

(…)”

17.11 Comentario 11 (ENERGIA RENOVABLE DEL SUR) Armónicos

Capítulo 2 Numeral 2.6.4 Anexo 1

Se sugiere precisar: (i) La fuente para establecer los límites de emisión de corrientes armónicas; y, (ii) Si se ha comparado los límites con la inyección de corrientes armónicas de equipos reales como aerogeneradores o paneles solares, dado que resulta preocupante la situación de los órdenes armónicos por arriba del 29 (tanto pares como impares). Por otro lado, la se define como "corrientes armónicas inyectadas por la carga...". Tenemos la interrogante de si se debe entender que aplica solo para cargas o también para instalaciones de CGNC.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

La NTCSE solamente considera límites de compatibilidad (tensiones armónicas, las consecuencias) y no de emisión (corrientes armónicas, las causas). Es necesario controlar las emisiones y para ello se recomienda establecer límites (como los establece la norma IEEE 519).

En mediciones que se hicieron antes del Estudio, se vio que el quinto armónico de tensión ya estaba fuera de la tolerancia de la NTCSE (2%) en varios puntos del SEIN. Los límites de corrientes armónicas propuestos en el estudio del COES el año 2014 en el cuadro se derivan de los límites de la norma IEEE 519, teniendo en cuenta que hay diferencias en los límites de tensiones armónicas de las normas IEEE 519 (1%) y NTCSE (para el quinto armónico límite de 2% que es hasta la fecha es la más crítica).

Cabe indicar que la tabla de la IEEE 519 tomada como referencia fue la relacionada para alta tensión (Tabla N° 4 de IEEE 519-2022 o Tabla 10.5 de IEEE 519-1992) la que se realizó la compatibilización con NTCSE en el año 2014.

Para evitar discusiones sobre los límites de emisión de corrientes armónicas establecidos en el numeral 2.6.4 Capítulo 2 Anexo 1 del PR-20 prepublicado y el numeral 6.5 del Anexo 2 del PR-20 se menciona optar los límites propuestos en la IEEE 519 e IEC 6100-3-6, ya que deberían atrapar a buena parte de las instalaciones no filtradas.

Además, tener en cuenta que las centrales de generación no convencional (CGNC) como las solares y eólicas son una fuente armónica, similar a las cargas, como se menciona en:

<https://arena.gov.au/assets/2022/05/harmonic-study-large-renewable-energy-generators-report.pdf>

Por otro lado, puede consultar la siguiente guía de aplicación de la IEEE 519 donde se explica mejor las definiciones y con un ejemplo aplicativo:

<https://cdn.logic-control.com/docs/TCI/IEEE-519-Tech-Paper.pdf>

En ese sentido, sugerimos No aceptar la propuesta. Revisar la opinión del COES al Comentario 39 de ORYGEN.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinergmin al Comentario 39 de ORYGEN. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

17.12 Comentario 12 (ENERGIA RENOVABLE DEL SUR) Líneas de Transmisión

Capítulo 3 Numeral 3.2.1

En el caso de líneas de transmisión cuya única función sea evacuar generación eléctrica, catalogadas como STL, también se plantea la pregunta de si es aplicable la exigencia de construir una línea de como mínimo 250MVA que soporte 30% de sobrecarga durante 30 minutos, lo cual encarecería un proyecto de generación de manera innecesaria.

Por tanto, se recomienda excluir a los proyectos de generación de esta exigencia, ya que no aporta beneficios significativos al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) y solo aumenta los costos de los proyectos de generación sin justificación técnica.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada

Ver opinión del COES al Comentario 48 de ORYGEN.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinergmin al Comentario 48 de ORYGEN. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

17.13 Comentario 13 (ENERGIA RENOVABLE DEL SUR) Homologación

Capítulo 3 Numeral 3.5

Se recomienda que el párrafo subrayado se considere una excepción toda vez que, en varias oportunidades la señal de salida del PSS y/o limitadores no se encuentran disponible.

Por consiguiente, Acciona propone el siguiente texto: "Registrar las variables eléctricas *principales tales como la potencia activa, potencia reactiva y frecuencia eléctrica. Para el caso de las pruebas al sistema de excitación de las unidades sincrónicas, se deben agregar la tensión de excitación y la corriente de excitación. En cuanto a las señales de control asociadas al sistema de excitación, en caso corresponda y se encuentren disponibles, se debe incorporar la señal de control del PSS y los limitadores*".

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada

En el caso de que la instalación no cuente con PSS y/o ciertos limitadores no estén implementados, estos no podrán ser exigidos y serán sustentados en cada oportunidad. Mientras ellos se encuentren implementados se considera que deben cumplir con la exigencia del procedimiento.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

17.14 Comentario 14 (ENERGIA RENOVABLE DEL SUR) RSS**Capítulo 4 Numeral 4.2.4**

En el párrafo del numeral 4.2.4 se solicita la característica de impedancia en función de la frecuencia para centrales solares, mencionando la exposición a oscilaciones subsíncronas. En ese sentido, es recomendable solicitar el sustento técnico que justifique la necesidad de esta información específicamente para las centrales solares.

Asimismo, se recomienda indicar si el requerimiento contenido en el numeral 4.2.4 se desarrolla o no a nivel de simulación.

Opinión del COES

Sugerencia parcialmente aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 38 de ENGIE.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinergmin al Comentario 38 de ENGIE.

17.15 Comentario 15 (ENERGIA RENOVABLE DEL SUR) Requisitos CGC y CGNC**Capítulo 4 Numeral 4.3.1.**

Se sugiere explicar el alcance de dicho párrafo para cumplir con el requerimiento.

Opinión del COES

Sugerencia aceptada

Uno de los requisitos primordiales para que los proyectos se conecten al SEIN es que no deben impactarlo negativamente. En ese contexto, el alcance de su equipamiento debe ser el suficiente para tal fin. Sin embargo, luego de estar instalado puede ser impactado por nuevos proyectos, para lo cual, sus equipos de protecciones deben tener las características (infraestructura y

medios de comunicación) suficientes para funcionar dentro de un esquema de desconexión automática de generación.

Por lo tanto, se sugiere modificar el numeral 4.3.1.5 del capítulo 4 del PR-20 prepublicado, en el siguiente sentido:

"4.3.1 CRITERIOS GENERALES A CONSIDERAR

(...)

*Las unidades de generación deben estar preparadas con los equipos de protección **(infraestructura y medios de comunicación)** para poder participar en el Esquema **Especial de Protección para la desconexión/reducción** automática de generación cuando el COES lo solicite.*

(...)

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, corresponde modificar el numeral 4.3.1.5 del capítulo 4 del Anexo 1 del proyecto de modificación del PR-20 de acuerdo con la siguiente redacción:

"4.3.1 CRITERIOS GENERALES A CONSIDERAR

(...)

- *Las unidades de generación deben estar preparadas con los equipos de protección (infraestructura y medios de comunicación) para poder participar en el Esquema Especial de Protección para la desconexión/reducción automática de generación cuando el COES lo solicite.*

(...)"

17.16 Comentario 16 (ENERGIA RENOVABLE DEL SUR) Requisitos CGC y CGNC

Capítulo 4 Numeral 4.3.1.

Se sugiere realizar estudios para determinar las unidades que requieren contar con protecciones para soportar los esfuerzos torsionales.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Se requiere que las unidades generadoras cuenten con esta característica por defecto y no solo cuando sea determinado por intermedio de un estudio. Ello debido a que el SEIN se encuentra en constante crecimiento y expuesto a este posible fenómeno.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

17.17 Comentario 17 (ENERGIA RENOVABLE DEL SUR) Requisitos CGC y CGNC

Capítulo 4 Numeral 4.3.1.

Se sugiere realizar estudios para determinar los modos torsionales e instalar los sistemas de protección correspondientes.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Dentro del marco de este criterio, para tomar en cuenta los modos de oscilación subsíncrona del SEIN se debe realizar estudios, en esa medida, si considera la sugerencia propuesta. Asimismo, si luego de los estudios la unidad o unidades térmicas se encuentra sometida a modos torsionales debe proponer mecanismos de mitigación e instalar los sistemas de protección correspondiente.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

17.18 Comentario 18 (ENERGIA RENOVABLE DEL SUR) Requisitos CGC y CGNC

Capítulo 4 Numeral 4.3.1.

Los equipos de compensación de potencia reactiva no inyectan potencia activa. Se sugiere aclarar y/o corregir.

Opinión del COES

Sugerencia aceptada.

Durante su operación, requieren una pequeña cantidad de potencia activa para su funcionamiento, como la energía necesaria para el control y el monitoreo de sus dispositivos. Sin embargo, para los fines de la homologación esta variable no se hace indispensable, por lo que se opta por retirarlo del listado de registros para equipos automáticos de compensación reactiva.

Por lo tanto, se sugiere modificar el numeral 4.3.1 del Anexo 5 del PR-20 prepublicado, en el siguiente sentido:

"4.3.1 Ensayos al Control de Potencia Reactiva / Tensión

(...)

a) Ensayos en Modo Control de Tensión

(...) Se registrará la tensión (U), ~~la potencia activa (P)~~ y la potencia reactiva (Q) en el punto de conexión del equipo de

compensación. Este modo en general es denominado modo de operación automático.

(...).

b) Ensayos en Modo Control de Potencia Reactiva

(...) Se registrará la tensión (U), ~~la potencia activa (P)~~ y la potencia reactiva (Q) en el punto de conexión del equipo de compensación. Este modo en general es denominado modo de operación manual."

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, corresponde modificar el numeral 4.3.1 del Anexo 5 del proyecto de modificación del PR-20 de acuerdo con la siguiente redacción:

"4.3.1 Ensayos al Control de Potencia Reactiva / Tensión

(...)

a) Ensayos en Modo Control de Tensión

(...) Se registrará la tensión (U) y la potencia reactiva (Q) en el punto de conexión del equipo de compensación. Este modo en general es denominado modo de operación automático.

(...).

b) Ensayos en Modo Control de Potencia Reactiva

(...) Se registrará la tensión (U) y la potencia reactiva (Q) en el punto de conexión del equipo de compensación. Este modo en general es denominado modo de operación manual."

17.19 Comentario 19 (ENERGIA RENOVABLE DEL SUR) Requisitos CGC y CGNC

Capítulo 4 Numeral 4.3.3.

El requerimiento de rangos de tensión no podría ser satisfecho por unidades brushless. Por ende, se sugiere proporcionar indicaciones para justificar técnicamente la imposibilidad de cumplir dichos rangos con la tecnología antes mencionada.

Opinión del COES

Sugerencia parcialmente aceptada.

La propuesta para el sistema de excitación es útil ya que permite homogenizar las respuestas entre todos los generadores, independientemente de su tamaño y parámetros, en ese sentido se agrega criterios de desempeño del sistema de excitación incluyendo consideraciones

en base a la experiencia obtenida en el proceso de homologación de las centrales de generación en el SEIN.

Además, considerando que existen sistemas de excitación de tipo estático (respuesta más rápida) y rotativas (como, por ejemplo, rotativa sin escobillas "brushless") con respuesta más lenta, se indica que *"en el caso de no cumplir, deberán demostrar que no producirá afectación a la seguridad del Sistema y la calidad del servicio"*.

Se sugiere modificar el numeral 4.3.3 del capítulo 4 del Anexo 1 del PR-20 prepublicado, en el siguiente sentido:

4.3.3 SISTEMA DE EXCITACIÓN Y REGULACIÓN DE TENSIÓN (SERT)

▪ *La CGC debe estar diseñada para operar en tres (3) modos distintos, como son:*

- *Modo control de tensión;*
- *Modo control de potencia reactiva;*
- *Modo control de factor de potencia*

El COES establecerá el modo de control con la que operará la central, cuando apruebe su integración al SEIN; tomando el punto de conexión como referencia de control.

▪ *Los sistemas de excitación deben preverse para operar en forma continua en el rango entre 59,5 Hz y 60,5 Hz y con tensiones dentro del rango de $0,9 \text{ pu} \leq V_n \leq 1,05 \text{ pu}$ del valor de la tensión nominal, para cualquier corriente de carga.*

▪ ***Ante la aplicación del 5% en la consigna del regulador con la unidad operando en vacío, deberá ser debidamente amortiguada y presentar una sobreoscilación (sobrevalor) inferior al 15%, un tiempo de crecimiento inferior a 0.4 s y un tiempo de establecimiento no superior a 1,5 segundos. Se entiende por tiempo de crecimiento el intervalo de tiempo que demora la tensión en los terminales de la unidad generadora para pasar del 10% al 90% de su valor final. El tiempo de establecimiento corresponderá a aquel donde la variable tensión se encuentre dentro de una banda de $\pm 5\%$ en torno a su valor final o de régimen.***

▪ *Las centrales que posean más de una unidad de generación deberán contar con un control centralizado (control conjunto de tensiones).*

Requisitos de la Excitación

Debe contener como mínimo los siguientes recursos:

▪ *Control automático de tensión en bornes del generador, en la barra de alta tensión de la central y/o punto de conexión.*

- Control manual de la excitación del generador.
- Control automático de conmutación suave al control manual y viceversa.
- Compensación de corriente reactiva.
- Desexcitación rápida del campo del generador.
- Limitación automática de la relación Volt / Hertz.
- Limitadores automáticos de la excitación, en valores máximo y mínimo ($E_{fdm\acute{a}x}$ y $E_{fdm\acute{i}n}$).
- Capacidad transitoria de la tensión negativa.
- Estabilizador de sistemas de potencia (PSS).

Requisitos de la Excitatriz

La Tabla 4.3 contiene los recursos mínimos de la excitatriz:

Tabla 4.3. Requisitos mínimos de Excitatriz

Descripción	Requisitos Técnicos Mínimos
Capacidad Nominal de la Excitación	La capacidad de conducción de la corriente continua (CC) debe ser como mínimo un 110% de la corriente necesaria para mantener al generador operando con potencia máxima y 105% la tensión nominal.
Rangos de Tensión	a) Tensión Máxima $\geq 2,5 V_{n_{campo}}$ b) Tensión Mínima: $\geq 0,8 V_{n_{campo}}$ $V_{n_{campo}}$ = Tensión de campo nominal a condiciones nominales.
Tiempo de respuesta de la Tensión de Campo	Ante fallas severas localizadas en proximidades de la unidad de generación, el crecimiento de la tensión de campo deberá ser tal que la tensión entregada por el sistema de excitación alcance su máximo antes de 15 ms para una caída sostenida de la tensión en los terminales de la unidad generadora del 50%. Tiempo mínimo para llegar al techo de excitación ante escalones del 15%-20% en la consigna del regulador de la unidad operando en vacío, debe ser cercano a 50 ms. En el caso que el sistema de excitación no admite una medición directa del desempeño de la excitatriz, como por

	ejemplo “Excitación rotativa sin escobillas (brushless)”, mediante simulaciones deben demostrar que las exigencias al sistema de excitación y en el caso de no cumplir, deberán demostrar que no producirá afectación a la seguridad del Sistema y la calidad del servicio.
<i>Alimentación de la Excitatriz</i>	<i>El sistema de excitación de cada generador debe ser totalmente independiente, no debe ser compartido con otro equipo.</i>

(...)”

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 de acuerdo a los sugerido por el COES en el presente comentario.

17.20 Comentario 20 (ENERGIA RENOVABLE DEL SUR) Requisitos CGC y CGNC

Capítulo 4 Numeral 4.3.3.

Se sugiere aclarar lo siguiente en cuanto al tiempo de respuesta de la tensión de campo:

- (i) Precisar si la respuesta al escalón de tensión es una respuesta del sistema de excitación con la unidad en vacío o carga.
- (ii) Indicar las condiciones en las cuales se realiza el escalón para realizar la evaluación (i.e. se realiza a un valor de escalón determinado - 5% o 10% de la tensión nominal).
- (iii) Definir los parámetros que representan el performance (i.e. en la gráfica no se diferencia si la banda de tiempo de establecimiento es de $\pm 2\%$ o en total es 2% - tiempo de establecimiento de $\pm 1\%$).
- (iv) Analizar el caso de las unidades brushless.

En el caso de los rangos de tensión, se sugiere analizar si los valores especificados, pueden ser satisfechos por unidades brushless debido a su naturaleza constructiva.

Opinión del COES

Sugerencia parcialmente aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 19 de ENERGÍA RENOVABLE DEL SUR.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinergmin al Comentario 19 de ENERGÍA RENOVABLE DEL SUR.

17.21 Comentario 21 (ENERGIA RENOVABLE DEL SUR) Requisitos CGC y CGNCCapítulo 4 Numeral 4.4.1

Debido a la naturaleza y a la aplicación del BESS, la potencia reactiva no sería requerida para validar el modelo. Se sugiere aclarar.

De acuerdo a los requisitos del BESS, su uso contempla las sobrefrecuencias pero no se especifican las exigencias de las subfrecuencias. Por consiguiente, se recomienda indicar los requerimientos para las subfrecuencias y performances esperados.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Con respecto al comentario, cabe precisar que para verificar el correcto funcionamiento de los sistemas de control es conveniente tomar los registros suficientes para validar el modelo correspondiente. Evidencia de lo anterior, se puede revisar el informe de Homologación de la BESS Chilca Uno publicado en el portal web del COES.

El informe puede ser revisado en el siguiente enlace:

[Informe de Homologación del BESS de la CT Chilca Uno.](#)

En el numeral 4.5 del Anexo 1 Capítulo 4 de la Pre publicación del PR-20 ("Exigencias para los Sistemas de Almacenamiento de Energía Activa"), menciona el uso para respuesta a las variaciones de la frecuencia y dimensionamiento para RPF. Según el uso del sistema de almacenamiento debe cumplir requisitos del PR-20 u otro procedimiento según corresponda, como el PR-21 para RPF.

En ese sentido, se sugiere no modificar la propuesta.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

17.22 Comentario 22 (ENERGIA RENOVABLE DEL SUR) Requisitos CGC y CGNCCapítulo 4 Numeral 4.4.1.

Debido a la naturaleza y a la aplicación del BESS, la potencia reactiva no sería requerida para validar el modelo. Se sugiere aclarar.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Con respecto al comentario, cabe precisar que para verificar el correcto funcionamiento de los sistemas de control es conveniente tomar los registros

suficientes para validar el modelo correspondiente. Evidencia de lo anterior, se puede revisar el informe de Homologación de la BESS Chilca Uno publicado en el portal web del COES.

El informe puede ser revisado en el siguiente enlace:

[Informe de Homologación del BESS de la CT Chilca Uno.](#)

En ese sentido, se sugiere no modificar la propuesta.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

17.23 Comentario 23 (ENERGIA RENOVABLE DEL SUR) Requisitos CGC y CGNC

Capítulo 4 Numeral 4.4.3.

Se requiere aclarar si la tensión considerada en el diagrama de la figura 4.4 es la tensión entre fases o fase a tierra

Opinión del COES

Consulta atendida.

La tensión considerada representa la tensión fase a tierra en p.u. en las fases falladas, en caso de cortocircuitos trifásicos, bifásicos a tierra y monofásicos, tal como está mencionada en la referencia N° 6 de la propuesta de modificación.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

17.24 Comentario 24 (ENERGIA RENOVABLE DEL SUR) Requisitos CGC y CGNC

Capítulo 4 Numeral 4.4.3.

Se solicita aclarar que corrientes y tensiones están consideradas en el diagrama. Si se trata de la corriente por fase o de secuencia positiva y si se trata de las tensiones fase- fase o fase-tierra.

Opinión del COES

Consulta atendida.

No se ha precisado en la Prepublicación del PR-20 estos detalles, ya que puede existir la posibilidad que el proveedor de la CGNC pueda especificar qué tensión de control se utiliza para el suministro de corriente reactiva durante una caída de tensión, siempre que se puedan mostrar las características de la Figura 4.5 Aporte de corriente reactiva I_r , durante el

Hueco de tensión cumpliendo lo especificado en el numeral 4.4.3 de la Pre Publicación del PR-20

Sin embargo, por lo general el control del aporte de corriente reactiva durante un hueco de tensión se realiza por secuencia positiva y las tensiones fase – fase.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

17.25 Comentario 25 (ENERGIA RENOVABLE DEL SUR) Requisitos CGNC

Capítulo 4 Numeral 4.4.3.

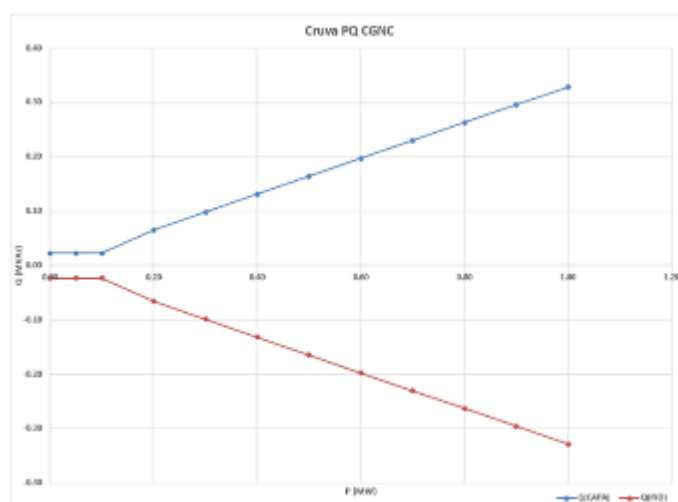
Resulta más claro representar la curva P-Q en lugar de P-fp para determinar los valores de potencia reactiva. Por consiguiente, se sugiere redibujar el gráfico considerando como eje x la potencia reactiva.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

La explicación de la figura de rango de absorción e inyección de potencia reactiva en régimen permanente de la CGNC se encuentra en el párrafo de régimen permanente. A criterio del COES se considera suficiente para que sea entendida.

Sin perjuicio de lo indicado, a continuación, para este documento se muestra un gráfico equivalente.



Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

17.26 Comentario 26 (ENERGIA RENOVABLE DEL SUR) Requisitos CGNC

Capítulo 4 Numeral 4.4.3.

Se recomienda precisar el objeto que debe tener la capacidad de estabilizar su respuesta en un tiempo máximo de un (1) minuto; así como, se sugiere especificar la banda del tiempo de establecimiento a la cual se realiza la evaluación.

Opinión del COES

Consulta atendida.

El SEIN necesita mantenerse estable para garantizar un suministro de energía confiable a los usuarios. Las variaciones repentinas en la potencia reactiva de una CGNC pueden afectar la estabilidad del sistema eléctrico. Por lo tanto, establecer un tiempo máximo de un minuto para estabilizar la respuesta ayuda a mantener la estabilidad general del sistema.

Este requerimiento es de cumplimiento obligatorio para el ingreso de nuevas instalaciones. No se ha previsto una evaluación de cumplimiento del tiempo de establecimiento en régimen permanente.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

17.27 Comentario 27 (ENERGIA RENOVABLE DEL SUR) Requisitos CGNC

Capítulo 4 Numeral 4.4.4.

Este requerimiento es una exigencia de control rápido de frecuencia o primario de frecuencia (dada la escala de tiempo definida de 5 segundos). Se sugiere especificar un tiempo para mantener el aporte de potencia activa para apoyar al control de frecuencia, pues los sistemas BESS establecen límites de tiempo. Asimismo, sugerimos quitar la obligatoriedad de esta prestación y que sea una funcionalidad que se pueda prestar al sistema de forma complementaria toda vez que, la inercia sintética como está concebida en este requerimiento no es una prestación que dispongan por defecto las CGNC, dadas las características del recurso primario, pues su energía primaria no es almacenable. Finalmente, se solicita considerar el comentario al numeral 2.4.3 ubicado en la fila 12 del presente documento.

Al solicitar que las CGNC aporten inercia, el COES está tomando medidas anticipadas para evitar problemas operativos similares a los que enfrentan actualmente los sistemas con alta penetración RER. Esta solicitud puede ser conveniente para el sistema, aunque sería deseable que se reconsidere o que quede condicionada a lo que se establezca en el EPO y no sea obligatoria. En caso de persistir, se podría considerar la posibilidad de negociar una reducción en este requisito. Por lo tanto, además de lo expuesto, se

recomienda solicitar la inclusión del sustento del valor del 10% de la potencia nominal. Esto no afectaría nuestra postura planteada en este comentario y en la sugerencia propuesta al numeral 2.4.3. ubicada en la fila 12.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 7 de la SPR.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinergmin al Comentario 7 de la SPR. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

17.28 Comentario 28 (ENERGIA RENOVABLE DEL SUR) Requisitos CGNC

Capítulo 4 Numeral 4.4.6.

4.4.6 CALIDAD DE LA TENSIÓN

• Operación Normal (estado estacionario)

En el punto de conexión al SEIN, el regulador de tensión debe tener la capacidad de controlar la tensión dentro del rango de 0,95 p.u. $\leq V_c \leq 1,05$ p.u.

Las maniobras del equipamiento de compensación reactiva del proyecto deberán provocar escalones menores a 2,5% de la tensión nominal de tensión en el punto de conexión al SEIN.

Sugiere aclarar el párrafo subrayado.

Opinión del COES

Consulta atendida.

El objetivo de este párrafo es limitar a pasos o bloques de potencia la capacidad instalada del equipo de compensación reactiva de los proyectos.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

17.29 Comentario 29 (ENERGIA RENOVABLE DEL SUR) BESS

Capítulo 4 Numeral 4.5.2.

4.5.2 RESPUESTA A LAS VARIACIONES DE LA FRECUENCIA

Este sistema debe estar diseñado para una frecuencia nominal de 60 Hz y disponer de un sistema de control sensible para controlar variaciones de frecuencia dentro del rango de 57,0 Hz y 62,0 Hz sin desconectarse del SEIN, cumpliendo los tiempos mínimos especificados en la Tabla 4.5., la misma que aplica para la CGNC.

En caso de sobre frecuencia mayor a 60,6 Hz, deben tener la capacidad de reducir automáticamente la potencia activa inyectada a la red, de acuerdo con estadística ajustada dentro del rango de 2 % a 5 %. Debería llegar a la mitad de la potencia en un tiempo máximo de 15 s y al 100 % dentro de los 30 s.

Si el BESS se emplea únicamente para cubrir las necesidades de control primario, en este caso, nunca estará inyectando potencia a la red, sino que

debería consumir potencia de la red para cargar la batería. Se sugiere indicar en el párrafo subrayado cómo debe actuar el BESS ante variaciones de frecuencia comprendidas entre 57 y 62 Hz.

Opinión del COES

Sugerencia parcialmente aceptada.

En la propuesta del numeral 4.5.2 del capítulo 4 del Anexo 1 del PR-20 prepublicado, ya se indican los requerimientos mínimos que deben cumplirse ante variaciones de frecuencia dentro del rango de 57 a 62 Hz. Asimismo, este numeral se refiere a las características que deben tener todos los sistemas de almacenamiento de energía con baterías independientemente del uso que se les dará. De otro lado, debido a que los sistemas destinados a brindar el servicio de Regulación de Frecuencia requieren características adicionales, se sugiere realizar la siguiente modificación:

(...)

4.5.2 RESPUESTA A LAS VARIACIONES DE LA FRECUENCIA

Este sistema debe estar diseñada para una frecuencia nominal de 60 Hz y disponer de un sistema de control sensible para controlar variaciones de frecuencia dentro del rango de 57,0 Hz y 62,0 Hz sin desconectarse del SEIN, cumpliendo los tiempos mínimos especificados en la Tabla 4.5, la misma que aplica para la CGNC.

~~En caso de sobre frecuencia mayor a 60,6 Hz, deben tener la capacidad, de reducir automáticamente la potencia activa inyectada a la red, de acuerdo con estatismo ajustado dentro del rango de 2 % a 5 %. Debería llegar a la mitad de la potencia en un tiempo máximo de 15 s y al 100 % dentro de los 30 s.~~

En caso de que el Sistema de Almacenamiento de Energía sea instalado para brindar el servicio de Regulación de Frecuencia, adicionalmente, deberá disponer de un sistema de control que permita cumplir con los requisitos indicados en los procedimientos técnicos correspondientes.”

(...)

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, corresponde modificar el numeral 4.5.2 del capítulo 4 del Anexo 1 del proyecto de modificación del PR-20 de acuerdo con la siguiente redacción:

“4.5.2 RESPUESTA A LAS VARIACIONES DE LA FRECUENCIA

Este sistema debe estar diseñado para una frecuencia nominal de 60 Hz y disponer de un sistema de control sensible para controlar

variaciones de frecuencia dentro del rango de 57,0 Hz y 62,0 Hz sin desconectarse del SEIN, cumpliendo los tiempos mínimos especificados en la Tabla 4.5., la misma que aplica para la CGNC.

En caso de que el Sistema de Almacenamiento de Energía sea instalado para brindar el servicio de Regulación de Frecuencia, adicionalmente, deberá disponer de un sistema de control que permita cumplir con los requisitos indicados en los procedimientos técnicos correspondientes."

17.30 Comentario 30 (ENERGIA RENOVABLE DEL SUR) Subestaciones

Capítulo 5 Numeral 5.6.4

La exigencia de Burden mínimo se considera excesiva, dado que los equipos de control y protección modernos disponen de prestaciones con un burden bajo. Esto puede llevar a que los transformadores de corriente se encuentren sobredimensionados. Por tanto, se recomienda cambiar "burden mínimo" por "burden recomendado" y permitir que el burden pueda ser definido por el proyecto mediante una memoria de cálculo. De esta manera, se asegura que los transformadores de corriente se dimensionen de manera adecuada a las necesidades específicas del proyecto.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 13 de LUZ DEL SUR.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinergmin al Comentario 13 de LUZ DEL SUR. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

17.31 Comentario 31 (ENERGIA RENOVABLE DEL SUR) Subestaciones

Capítulo 5 Numeral 5.6.7.

Se observa que, para la condición de emergencia de corta duración, se indica que esta aplica para transformadores de STTR y STTN, sin embargo, para la condición de emergencia de larga duración no se hace esa precisión. En ese sentido, surge la pregunta de si los transformadores utilizados exclusivamente para evacuar generación deben cumplir la exigencia de emergencia de larga duración. En caso afirmativo, se recomienda excluir a los proyectos de generación de esta exigencia, ya que no aporta ningún beneficio al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) y solo desincentiva a los proyectos de generación.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

El párrafo que indican del ítem g) está dentro del inciso 12 del numeral 5.6.7, el cual esta referido exclusivamente a STTN y STTR.

“(…)

12. Cada banco transformador que se conecte al STTN y STTR, además de las características mencionadas deberán cumplir con las siguientes características adicionales:

(…)”

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

17.32 Comentario 32 (ENERGIA RENOVABLE DEL SUR) Protecciones

Capítulo 6 Numeral 6.3.3.

Los respaldos remotos son una funcionalidad difícil de implementar en sistemas altamente enmallados y su eficacia no es segura. Por otra parte, en sistemas con esquema de protección redundante y con esquema de respaldo de falla de interruptor no es necesario implementar respaldo remoto, pues se dispone de respaldos locales.

Por lo tanto, Acciona propone el siguiente texto: *“El sistema de protección de la línea debe, en la medida de lo posible, brindar el respaldo remoto para fallas fuera de la línea protegida, para lo cual, deberá tener la función de protección de distancia (2I/2IN) y la función de protección de sobrecorriente direccional […]*”.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

El término “en la medida de lo posible”, puede generar confusión sobre la necesidad de que los relés cuenten con las funciones de distancia y sobrecorriente direccional como funciones de respaldo. Independientemente de los respaldos locales en las instalaciones adyacentes, los relés instalados deben contar con estas funciones, las cuales permiten el respaldo remoto para fallas fuera de la línea protegida.

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

17.33 Comentario 33 (ENERGIA RENOVABLE DEL SUR) Protecciones

Capítulo 6 Numeral 6.3.5.

Si bien, la funcionalidad de bloqueo ante pérdida de señales de corriente es común en los equipos de protección diferencial moderno, su implementación no debería ser obligatoria, que se pierda la señal de corriente es una condición poco probable, pues los circuitos de corriente no disponen de equipos de protección, como es el caso de los circuitos de tensión, que normalmente disponen de un termomagnético, un fusible. Si la protección pierde la señal de corriente, la integridad del sistema de protección queda comprometida y un disparo del equipo protegido debería ser una opción a considerar. Por tanto, se recomienda que la aplicación de esta función no sea obligatoria y que el gestor del proyecto pueda definir su aplicación.

Por lo tanto, Acciona propone el siguiente texto: *"La protección diferencial de línea **puede** contar con funciones que eviten la actuación de dicha protección ante la pérdida de las señales de corriente de un extremo de la línea [...]"*.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Los relés diferenciales de línea deben contar con dicha función, la activación y sus ajustes son propuestos y evaluados en el Estudio de Operatividad.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

17.34 Comentario 34 (ENERGIA RENOVABLE DEL SUR) Protecciones

Capítulo 6 Numeral 6.5.

La exigencia de usar diferencial de barra centralizada o distribuida no debería estar asociada al nivel de tensión pues el uso de una u otra está condicionada por la topología de la Subestación (SE) y la arquitectura de la misma. Por ejemplo, si la SE dispone de una sola caseta para todos los equipos de control y protección, puede ser más conveniente el uso de una diferencial de barra centralizada. En cambio, en una subestación en que cada posición tiene su propia caseta, puede resultar más conveniente el uso de una protección diferencial distribuida.

Por consiguiente, se recomienda eliminar este requerimiento y dejar que el gestor de proyecto define la solución que sea técnicamente más conveniente, en base a las condiciones particulares del proyecto.

Opinión del COES

Sugerencia parcialmente aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 33 de REP.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinergmin al Comentario 33 de REP. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

18. Comentarios de Southern Peru Copper Corporation (SOUTHERN)

18.1 Comentario 1 (SOUTHERN) Requisitos Generales PR-20

Comentario General

- 1.- Esperamos que los cambios al PR-20 sean suficientes para mantener la calidad, continuidad y confiabilidad del suministro de energía a nuestras redes de distribución, de conformidad con el Código Nacional de Electricidad (2011) vigente y demás normas bajo las cuales fueron construidas nuestras instalaciones eléctricas y procesos minero-metalúrgicos. Como ejemplo, las instalaciones de las redes de distribución no cuentan con regulación automática de la calidad del servicio y aquellas redes que sí cuentan con dicho esquema en algunas ciudades son únicamente de regulación promedio en fracción de hora.

Opinión del COES

Consulta atendida.

Los cambios que se están proponiendo son destinados a mantener la calidad, continuidad y confiabilidad del Sistema. Sin embargo, se debe considerar que estos requisitos aplican a instalaciones nuevas, ampliaciones o repotenciaciones; no podría ser retroactivo a instalaciones existentes.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

18.2 Comentario 2 (SOUTHERN) Requisitos Generales PR-20

Comentario General

- 2.- Consideramos una mejora, que se haya regulado valores de potencia y voltaje mínimos para la conexión de instalaciones de generación y/o carga. Esta propuesta reduce las posibles observaciones a los Estudios de Pre-Operatividad, así como el riesgo de potenciales e innecesarios eventos de congestión que las nuevas conexiones generen en las instalaciones de transmisión, por no contar con capacidad suficiente de redundancia para mantener la continuidad y confiabilidad del suministro.

Opinión del COES

Consulta atendida.

En relación a los voltajes, se ha considerado para el diseño los límites indicados en la Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados, ya que si se consideraría los límites indicados en la Norma Técnica de Calidad de Servicio, en condiciones N podrían encontrarse dentro de dicho límite, pero en condiciones N-1 o

mantenimiento se encontrarían fuera, lo cual afectaría a la calidad de suministro.

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

18.3 Comentario 3 (SOUTHERN) Requisitos Generales PR-20

- 3.- También es positivo que se incluyan disposiciones orientadas a limitar el periodo de vigencia para desarrollar los Estudios de Pre-Operatividad, de modo que se considere la información más actualizada posible y se incluyan todos los proyectos en trámite en el análisis correspondiente. En esta misma línea, recomendamos que, en la medida de lo posible, se exijan cartas fianzas para someter un proyecto a la revisión del COES, de modo que se asegure la seriedad integral del proyecto de inversión, así como el esfuerzo técnico de los Terceros Involucrados que deben revisar cada proyecto que pueda afectar sus instalaciones.

Opinión del COES

Consulta atendida.

En la actualidad se tiene muchos proyectos con EPO vigente, de los cuales la mayoría no se llegará a ejecutar. Sin embargo, para el desarrollo de los EPOs, si les debe considerar, lo cual es laborioso y complicado. Es por ello que se limita el periodo de vigencia de los EPOs. Asimismo, en esta propuesta se están incluyendo requisitos para que estos proyectos no generen impacto negativo en el SEIN.

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

18.4 Comentario 4 (SOUTHERN) Requisitos Generales PR-20

- 4.- El PR-20 debe incorporar disposiciones que consideren la situación específica de los nuevos proyectos de generación que se conecten a instalaciones de transmisión de uso exclusivo de clientes libres. La conexión al SEIN a través de instalaciones de transmisión desarrolladas y utilizadas exclusivamente por un cliente libre debe realizarse de forma

Opinión del COES

Consulta atendida.

En este procedimiento no se puede limitar el acceso a las instalaciones de transmisión de clientes libres, debido a que en el artículo 33 de la LCE, existe el principio de libre acceso.

El PR-20 solo puede especificar los requisitos para la conexión, pero no limitar el acceso.

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

18.5 Comentario 5 (SOUTHERN) Requisitos Generales PR-20

Consideramos que los *criterios de conexión* previstos en la Sección 2.3.1. (Criterio para la conexión en líneas de transmisión) deben ser los mismos para todas las instalaciones de transmisión, sin distinguir entre instalaciones STTN, STTR o STL.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Extender los criterios de conexión al STL, limitaría el desarrollo de los proyectos de generadores, distribuidores y usuarios libres.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

18.6 Comentario 6 (SOUTHERN) Subestaciones

Sugerimos eliminar la referencia a "*tierra profunda*" en la Sección 5.5.2 (Sistemas de Puesta a Tierra). Debe considerarse que el diseño de puesta a tierra con reticulado a 45 cm de profundidad (recomendación ANSI por el software de sistemas de distribución ETAP) es más económico y eficiente durante toda su vida útil. En terrenos de alta resistividad se alcanza baja resistencia de puesta a tierra, tensión de toque y de paso dentro de lo recomendado.

Opinión del COES

Sugerencia parcialmente aceptada.

Se considera que el termino tierra profunda podría abarcar la tierra con reticulado, pero para mayor claridad se está retirando el término "profunda" del PR-20. Por ello se sugiere modificar el numeral 5.5.2 del PR-20 prepublicado, en el siguiente sentido:

"5.5.2 SISTEMA DE PUESTA A TIERRA

Se deben considerar los criterios de seguridad; tensiones de toque y pas y potenciales transferidos, señalados por el CNE-Suministro y el CNE-utilización vigentes. La malla de tierra ~~profunda~~ debe de estar (...)"

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, corresponde modificar el numeral 5.5.2 del proyecto de modificación del PR-20 de acuerdo con la siguiente redacción:

"5.5.2 SISTEMA DE PUESTA A TIERRA

Se deben considerar los criterios de seguridad; tensiones de toque y pas y potenciales transferidos, señalados por el CNE-Suministro y el CNE-utilización vigentes. La malla de tierra debe de estar (...)"

18.7 Comentario 7 (SOUTHERN PERU) Subestaciones

Sugerimos eliminar el requerimiento de "*soldadura exotérmica*" contenido en la Sección 5.5.2 (Sistemas de Puesta a Tierra). Se pueden utilizar conectores en alta presión para la soldadura de los reticulados, considerando que existen soldaduras exotérmicas de reticulados que son contaminantes para el medio ambiente.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Los conectores de alta presión con el tiempo se contaminan y por ello podría aumentar la resistencia de la conexión, afectando a la malla de puesta a tierra.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

18.8 Comentario 8 (SOUTHERN PERU) Líneas de Transmisión

Sugerimos que los *Estudios de Pre-Operatividad* para las líneas de transmisión cuyo recorrido se ubique por encima de los 2,500 m.s.n.m. cuenten con un estudio de instalación de pararrayos, con la finalidad de evitar fuertes caídas de voltajes en las subestaciones extremas.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

El numeral 3.2.4 del Capítulo 3 del Anexo 1 del proyecto de PR-20 incluye nuevos requerimientos para mejorar el desempeño de las líneas de transmisión ante descargas atmosféricas.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

18.9 Comentario 9 (SOUTHERN PERU) Líneas de Transmisión

Las *líneas de fuga de los aisladores* deben ser superiores a los 25 mm/kVf-f, ya que emplear valores por debajo de estas magnitudes tornan vulnerable a dichas instalaciones a salidas de servicio por posibles y diversos eventos exógenos.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Los valores de línea de fuga indicados en las tablas 3.2 y 5.4, de los Capítulos 3 y 5 respectivamente, del Anexo 1 del proyecto de PR-20, son valores mínimos; en ese sentido, en zonas de alta contaminación se podrán emplear valores mayores de línea de fuga, a elección del proyectista.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

19. Comentarios del Señor Marco Antonio Delgado Zarzosa (MADZ)

19.1 Comentario 1 (MADZ) - Protecciones

Respecto a la Resolución N° 001-2024-OS-CD donde se publica la propuesta de modificación del Procedimiento Técnico del COES N°20, sobre sus exigencias relacionadas con los PMUs (unidades de medición fasorial), tengo las siguientes opiniones/sugerencias de mejora:

Se debe indicar en dicho documento el sustento por el cual COES solicita dicha implementación (aplicaciones, proyecto piloto, si ya viene siendo usado) de registros sincrofasoriales.

Se debe recomendar a aquellos agentes que por su tamaño cuenten con un número importante de PMUs (mayor o igual a 20) que deben implementar una arquitectura de comunicaciones redundante (estrella) de PDCs para garantizar la continuidad del envío y la calidad de la información sincrofasorial;

En el documento se debe aclarar la procedencia de los 3 fasores de tensión y de los 3 fasores de corriente de las PMUs. De acuerdo a mi experiencia académica e industrial los 3 fasores de tensión deben provenir desde el núcleo de medición del transformador de potencial (PT), mientras que los 3 fasores de corriente deben provenir desde el núcleo de protección del transformador de corriente (el cual tiene mejor desempeño ante la saturación de estos núcleos cuando la ocurrencia de cortocircuitos). Informar que este criterio tiene el ONS (Operador nacional del sistema eléctrico Brasileño) y pude conocer ello por mi amistad durante mi maestría profesional.

El documento estipula que la latencia sea menor de 200 ms, sin embargo, no lo sustenta de forma técnica. Indicarles que dicho valor es adecuado para aplicaciones de control sin embargo al hoy el COES no cuenta con algún sistema de control basado en PMU, por lo que recomiendo una latencia máxima de 500 ms (medio segundo) hasta los PDCs COES;

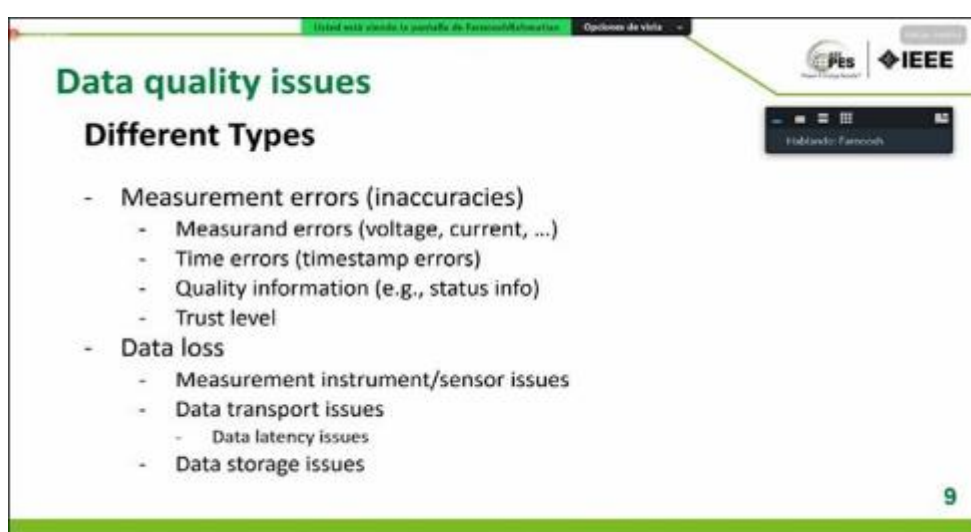
Además de los fasores de tensión y corriente de cada fase, se sugiere también solicitar a los agentes los fasores de tensión y corriente de secuencia positiva, lo cual es necesario para poder implementar en el COES un sistema de monitoreo de área amplia (WAMS – Wide area measurement system).

La tasa de medición sincrofasorial que los agentes deben implementar debe ser el mayor posible, esto porque los fabricantes de PMUs como GE, SEL, VIZIMAX, SIEMENS cuentan con PMUs con tasa de muestreo de hasta 240 muestras por segundo (para un sistema eléctrico de potencia en 60 Hz),

ventajoso para poder realizar un mejor análisis de desempeño dinámico del sistema eléctrico con fuerte penetración de inversores y centrales no convencionales (eólicas, fotovoltaicas, solares, BESS, otros).

Se debe solicitar a cada agente del SEIN el certificado de pruebas acreditado internacionalmente por entidades como (CEPEL, NIST, IEEE SA).

Se debe indicar el valor máximo de pérdida de datos PMU en 1 día (recomiendo 10%) y el valor mínimo de datos buenos con calidad (accuracies) en 1 día (recomiendo 60%). El PR-20 no tiene estas definiciones necesarias para que las implementaciones realizadas basadas en datos (machine learning) sean verdaderamente útiles para asegurar un sistema confiable.



<https://www.youtube.com/watch?v=h5aH5q0SRsA&t=317s> (A los 26:57 hrs de la grabación).

Opinión del COES

Sugerencia parcialmente aceptada.

Con relación al sustento solicitado, no corresponde a un comentario a la propuesta del PR-20.

Con relación a la arquitectura de comunicación y la continuidad de datos del PMU, el titular de la nueva instalación es responsable de implementar y garantizar el envío de la información fasorial hasta los PDCs del COES de manera satisfactoria. Seleccionar una arquitectura, estrella, doble estrella o anillo para la redundancia, podría restringir el acceso a algunos fabricantes.

Sobre la procedencia de las señales de tensión y corriente, los detalles específicos de implementación deben ser los adecuados para remitir la información de los fasores de corriente y tensión de manera exacta y precisa de acuerdo con la necesidad identificada en sus estudios. Asimismo, se debe precisar que los PMUs ya son funciones de los relés de protección (IEDs), y

especificar que estos se conecten al núcleo medición del TT, y al núcleo de protección del TC; implicaría indirectamente implementar un equipo específicamente para realizar la función de PMU.

Sobre el tiempo de latencia, ver opinión del COES al Comentario 36 de REP.

Con relación a los certificados de pruebas, el titular de la instalación es responsable de seleccionar la empresa que realizará la calibración.

Finalmente, sobre los fasores remitidos, la cantidad de muestras por segundo y la pérdida de datos, la propuesta del PR-20 establece los criterios mínimos por lo que las especificaciones particulares serán evaluadas en sus respectivos EPO y EO.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinergmin al Comentario 36 de REP. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

20. Comentarios del Señor Grover Uchusara (GROVER UCHUSARA)

20.1 Comentario 1 (SR GROVER UCHUSARA) – Requisitos Generales PR-20

Existen Proyectos de repotenciación que se ejecutan bajo contratos de AMPLIACIÓN entre el Titular de la instalación eléctrica y el MINEM. Estos tipos de Proyectos se caracterizan por aumentos de la capacidad de transmisión e implementaciones de circuitos complementarios (segundo o tercer circuito) sobre instalaciones eléctricas existente, pero bajo los criterios del diseño original y amparado en la Regla 013.B.3. del CNE Suministro vigente.

Se sugiere que los términos “ampliaciones y repotenciaciones” en el numeral **3.1 del Proyecto de Modificación del PR-20** sean definidos y diferenciados claramente, en el marco del CNE Suministro vigente y los contratos de AMPLIACIÓN que se suscriben con el MINEM.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Las ampliaciones y repotenciaciones, podrían estar referidas desde el cambio de los conductores hasta la construcción de una terna paralela. Por lo que no se podría llegar a una definición de toda la casuística.

Para ello el procedimiento establece etapas, como la solicitud de alcances del EPO, en donde se evalúa y se determina la necesidad de tramitar un EPO o simplemente se desarrolla el proyecto sin necesidad de seguir dicho trámite.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

20.2 Comentario 2 (SR GROVER UCHUSARA) - Líneas de Transmisión

Para el cálculo de la capacidad de corriente en los conductores de fases, en el numeral **3.2.2 a** del **Proyecto de Modificación del PR-20** se indica emplear una temperatura máxima media de un periodo mínimo de 20 años. Para este periodo, los primeros 10 años tendrá una tendencia a reducir el valor de la temperatura máxima media del periodo total de 20 años, este aspecto sesga los efectos del incremento de la temperatura que año tras año se registra en el país.

Se sugiere mantener un periodo de 10 años para la definición de la temperatura máxima media, igual al indicado en el PR-20 del año 2013 y del año 2021. Este criterio también está sugerido en la norma vigente ABNT NBR 5422:2024 "Projeto de linhas aéreas de energia elétrica - Critérios técnicos" del país de Brasil.

Opinión del COES

Sugerencia aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 26 de ENGIE.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinergmin al Comentario 26 de ENGIE. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

20.3 Comentario 3 (SR GROVER UCHUSARA) Líneas de Transmisión

En el numeral **3.2.2 a** del **Proyecto de Modificación del PR-20** se indica emplear coeficientes de emisividad (e) y absorptividad (a) diferenciados por el nivel de precipitación; sin embargo, en Proyectos recientes se ha aplicado y aprobado en los estudios de preoperatividad (EPO) un valor de 0,8 para ambos parámetros adimensionales.

Para la definición de estos valores se sugiere revisar las versiones actuales de la IEEE 738-2023 y los estudios de EPRI "Conductor Emissivity and Absorptivity Database: Update of Test Results 2006-2022", donde se indica que actualmente no se justifica emplear valores superiores a 0,6 o se sugiere mantener la práctica actual de Proyectos recientes.

Opinión del COE

Sugerencia no aceptada.

La Comentario sugiere emplear valores de emisividad y absorptividad solar de 0.8 en las zonas costera y en las zonas con lluvia; sin embargo, estos valores

dependen de la contaminación atmosférica y por tanto no se debería emplear los mismos valores.

En ese sentido, el numeral 4.3.3 de la publicación “*Guide for selection of weather parameters for bare overhead conductor ratings*” CIGRE WG B2.12 del año 2006, indica:

“Excluding the above, it is generally recommended that both values should be set at 0.8–0.9, or, for the sake of conservativeness, absorptivity be set at 0.9 and emissivity at 0.7 [30]. There is also technical justification for use of slightly higher absorptivity than emissivity [19],[38].”

Por lo tanto, conociendo de la particularidad de la costa peruana de extrema contaminación salina, polvo y ausencia de lluvia (única en el mundo); se asume adecuado tomar los valores más conservadores de emisividad y absorptividad solar de 0.7 y 0.9 respectivamente, para esta región.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

20.4 Comentario 4 (SR GROVER UCHUSARA) Líneas de Transmisión

En el numeral **3.2.4** del **Proyecto de Modificación del PR-20** se indica que para la coordinación de aislamiento se deberá cumplir con lo señalado en la norma IEC 60071 y el Libro Rojo de EPRI; sin embargo, en este último también se aborda la metodología de la IEEE que se diferencia de la IEC. Es claro que la tendencia a nivel mundial es emplear la metodología de la IEC 60071 para la coordinación de aislamiento.

Sugiere modificar el segundo párrafo del numeral **3.2.4** por el siguiente:

*Para el análisis de la coordinación de aislamiento se deberá cumplir **principalmente** con lo señalado en la norma IEC 60071 y **complementará** con el “EPRI AC ...*

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

El numeral 3.2.4 corresponde a la coordinación de aislamiento y a la protección contra rayos; por esta razón, la propuesta del PR-20 indica el cumplimiento de la norma IEC 60071 – Coordinación de Aislamiento, así como el cumplimiento de la Bibliografía “*EPRI AC Transmission Line Reference Book – 200 kV and Above*”, que incluye con detalle lo correspondiente a la protección contra rayos.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

20.5 Comentario 5 (SR GROVER UCHUSARA) Líneas de Transmisión

Para la corrección de distancia de fuga se está indicando emplear una ecuación tomada de la norma local "GB 50545 Code for Design of 110 kV-750kV Overhead Transmission Line" que corresponde a la República de China, esta norma especifica el valor m_1 en función del tipo de aislador (porcelana, vidrio o polimérico) y la densidad de sal depositada en el aislador; sin embargo, en la ecuación propuesta por el COES se está fijando solo un valor $m_1 = 0,65$; correspondiente al valor máximo promedio aplicable para aisladores de porcelana.

Otro aspecto identificado en la norma GB 50545 (año 2010) es que el valor m_1 está definido para una densidad de sal depositada sobre el aislador entre 0.02 y 0.05 mg/cm²; sin embargo, para los Proyectos de PROINVERSIÓN estos niveles de contaminación no están considerados, inclusive para el "nivel de contaminación bajo" (5 – 20 mg/cm²).

Sugiere emplear el documento técnico Technical Brochure 705 "Guidelines for Altitude Correction of Pollution Performance of Insulators", del CIGRÉ, publicado el año 2017. En este trabajo técnico se recopiló y analizó los datos disponibles sobre tensiones de descarga disruptiva de aisladores contaminados a diferentes altitudes desde el nivel del mar hasta 6000 m de altitud, incluyendo un período de información de más de 20 años. En este documento técnico se propone la siguiente ecuación para el cálculo del factor de corrección de la distancia de fuga (F_c):

$$F_c = e^{n \cdot \left(\frac{h}{8150} \right)}$$

Donde:

h: Es la altitud sobre el nivel del mar en metros
n: 0.54, para aisladores contaminados de AC

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

La sugerencia indica emplear el factor de corrección indicada en el *technical brochure WG D1.44-705 "Guidelines for altitude correction of pollution performance of insulators"* y también sugiere emplear el valor $n = 0.54$ correspondiente a aisladores contaminados;

It is proposed to harmonize the correction of the required creepage distance for altitude by the factor C_a in the IEC-accepted format (IEC 60071-2, IEC 60815-4) as per below: ***

$$C_a = e^{n\left(\frac{H}{8150}\right)}$$

where C_a is a correction factor for creepage distance (in IEC 60815-2,3 denoted as K_a), H is the height above sea level in metres and n is the altitude correction factor.

For polluted insulators at AC the simple averaging of all available data led to the average value n of 0.54 with a standard deviation of about 10%. For DC the same simple averaging procedure provides $n=0.4$ with a rather high standard deviation of about 30%. These values are not substantially different from those generally assumed by CIGRE/IEC (0.5 for AC and 0.35 for DC). These CIGRE/IEC values are thus recommended to be retained and adopted in the relevant IEC standards pending further investigations.

Many standards for apparatus insulators propose application of correction factors only for altitudes greater than 1000 m. This subject is not discussed in this Technical Brochure, since it is under the responsibility of the relevant IEC Committees.

Texto extraído del documento: *Technical brochure WG D1.44-705*

Sin embargo, el documento técnico sugerido recomienda emplear el valor de $n=0.5$ hasta futuras investigaciones (el valor de $n=0.54$ corresponde a aisladores contaminados); en este sentido, se realizó una comparación de valores de corrección por altitud empleando las fórmulas propuestas en el PR-20 y en el *Technical brochure WG D1.44-705* para $n=0.5$:

Comparación factores de corrección línea de fuga			
H msnm	Propuesta PR-20	CIGRE/IEC WG D1.44-705	Diferencia %
1000	1.00	1.06	6%
1500	1.04	1.10	5%
2000	1.08	1.13	4%
2500	1.13	1.17	4%
3000	1.17	1.20	3%
3500	1.22	1.24	2%
4000	1.27	1.28	1%
4500	1.32	1.32	0%
5000	1.37	1.36	1%

Se observa que las diferencias de valores en los factores de corrección obtenidos son en general menores al 5%; por tanto, se considera apropiado mantener la propuesta del PR-20.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

20.6 Comentario 6 (SR GROVER UCHUSARA) Líneas de Transmisión

En la **Tabla 3.5** del **Proyecto de Modificación del PR-20**, se indica que para altitudes mayores a 3000 m.s.n.m. se está proponiendo un ángulo de apantallamiento de 0° para líneas a 138 kV y un ángulo de apantallamiento de -10° para líneas a 220 y 500 kV, este criterio está definido principalmente por el efecto de las laderas de las montañas en la dirección del rayo y el impacto sobre la línea eléctrica; sin embargo, en la zona del altiplano de la región de Puno y parte de la región Moquegua, Arequipa y Tacna, se caracterizan por tener grandes extensiones del suelo con un relieve plano o tipo meseta. Por ejemplo, en esta zona contamos con la línea L-2039 Chilota – Puno (99.5 km), diseñada con un ángulo de apantallamiento de 0° y desde su operación no registra fallas relevantes a causa de los rayos.

Tensión nominal (kV)	Ángulos de apantallamiento máximo		
	Altitud ≤ 3000 m (hacia el litoral) Altitud ≤ 1500 m (selva) Altitud > 3000 m (altiplano o meseta)		Altitud > 3000 m (ladera de montañas) 1500 < Altitud ≤ 3000 m (selva)
	Estructuras de un circuito	Estructuras de dos o más circuitos	Estructuras de uno o más circuitos
138	-	+10°	0°
220	+15°	0°	-10°
500	+10°	0°	-10°

Se sugiere complementar en la **Tabla 3.5** del **Proyecto de Modificación del PR-20** con las siguientes precisiones (color de fuente rojo):

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Es pertinente indicar que los programas para el cálculo de tasa de fallas por rayos incluidos en los aplicativos del EPRI e IEEE asumen terreno plano y rayos verticales; de esta forma, estos programas no son adecuados para diseñar los ángulos de apantallamiento en la sierra del Perú.

Sin embargo, de acuerdo con las estadísticas operativas, las líneas en 220 kV en la sierra con ángulos de apantallamiento negativos han obtenido un buen desempeño ante rayos; mientras que las líneas con ángulos positivos han obtenido un mal desempeño ante rayos, como se ve a continuación, en la siguiente tabla:

Table V – Lightning flashover rate on 220 kV Peruvian lines at very high altitude

220 kV Transmission Line (Note A)	Shielding Angle	Length (km)	Lightning Flashover Rate
PARAGSHA II - CONDOCOCHA	-10°	140	2.30 flashovers/100km.year
PARAGSHA II - CARHUAMAYO (C1)	-10°	43	1.04 flashovers/100km.year
PARAGSHA II - CARHUAMAYO (C2)	-10°	43	0.78 flashovers/100km.year
CONDOCOCHA - KIMAN AYLLU (C1)	-10°	175	0.44 flashovers/100km.year
CONDOCOCHA - KIMAN AYLLU (C2)	-10°	175	0.36 flashovers/100km.year
KIMAN AYLLU - CAJAMARCA NORTE (C1)	-10°	228	1.41 flashovers/100km.year
KIMAN AYLLU - CAJAMARCA NORTE (C2)	-10°	228	1.15 flashovers/100km.year
CAMPO ARMIÑO - POMACCOCHA (C1)	-16°	192	1.55 flashovers/100km.year
CAMPO ARMIÑO - POMACCOCHA (C2)	-16°	192	1.25 flashovers/100km.year
CAMPO ARMIÑO - PACHACHACA (C1)	0°	195	0.56 flashovers/100km.year
CAMPO ARMIÑO - PACHACHACA (C2)	0°	195	0.60 flashovers/100km.year
VIZCARRA - ANTAMINA	+10°	52	3.50 flashovers/100km.year
SURIRAY - COTARUSE (C1)	0°	180	7.36 flashovers/100km.year
SURIRAY - ABANCAY NUEVA (C2)	0°	53	2.64 flashovers/100km.year
ABANCAY NUEVA - COTARUSE (C2)	0°	135	9.23 flashovers/100km.year
POMACCOCHA - CARHUAMAYO	+22°	105	5.20 flashovers/100km.year
PARAGSHA 2 - VIZCARRA	+25°	124	4.70 flashovers/100km.year
TINTAYA NUEVA - SOCABAYA (C1)	0°	201	1.35 flashovers/100km.year
TINTAYA NUEVA - SOCABAYA (C2)	0°	201	1.35 flashovers/100km.year

Note A: (C1) for first circuit and (C2) for second circuit on the same structure

Note B: In the first years the approximate LFOR was 3.5 flashovers/100 km-year. Currently, the TL has installed TLAs on every tower for all phases, and has a LFOR of 0.0 flashovers/100 km-year.

Note C: In the first 5 years the approximate LFOR was 4.7 flashovers/100 km-year. At present, the TL has installed a considerable amount of TLAs, and has an approximate LFOR of 1.6 flashovers/100 km-year.

Tabla extraída del paper CIGRE B2-311_2020 – Paris “Peruvian Experience on Insulation Design for 500 kV Overhead Transmission Lines at Very High Altitude”

Por lo tanto, el objetivo de la tabla 3.5 es indicar de forma explícita el uso de apantallamiento negativo en la sierra.

Con las sugerencias propuestas se estaría dejando a interpretación el uso del apantallamiento negativo, y como consecuencia en muchos casos no se aplicaría el apantallamiento negativo en la sierra del Perú, siendo necesario.

En este sentido, la sugerencia de: “Altitud > 3000 m (ladera de montaña)”, deja abierto el valor de pendiente para el cual se considera ladera o terreno plano; además que el apantallamiento negativo no solamente aplica en ladera de montaña, sino también en quebradas, en general donde el terreno no sea plano; siendo conocido que en casi todo el Perú por encima de los 3000 msnm predomina laderas, quebradas, en los cuales el modelo electro geométrico “clásico” no funciona.

Por otro lado, a manera de referencia, según la Tabla 3.7-2 del EPRI (tercera edición) al pasar de un ángulo de apantallamiento de +10° a -10° el costo de la estructura se incrementa en solo 1.1% (1.4-0.3); por tanto, el incremento en el costo del proyecto es mínimo y el beneficio es grande.

Table 3.7-2 Cost Sensitivities to Design Changes

Parameter	Change in Parameter	Change in Cost of Structure (%)
Phase - tower clearance	-1%	-0.3
Number of shield wires	2, 1, 0	0, -6.5, -12.9
Shielding angle	20, 10, 0, -10	0, +0.3, +0.7, +1.4
Insulator configuration	I, V	0, -1.4
Insulator string length	+1%	0, +1

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

20.7 Comentario 7 (SR GROVER UCHUSARA) Líneas de Transmisión

En el numeral **3.3.3 Requerimientos Mecánicos** del **Proyecto de Modificación del PR-20**, se está indicando complementar el CNE Suministro vigente con la norma IEC 60826; sin embargo, se aclara que la norma local se rige bajo el concepto de **factor de sobrecarga y cargas máximas**, a diferencia de la norma IEC indicada que se basa en niveles de confiabilidad y seguridad de la instalación, asociados a periodos de retorno. Esta diferencia es sustancial como criterio de diseño mecánico. Mientras en el CNE se especifican parámetros de carga definidas como máximas (por ejemplo, el espesor radial de hielo para una altitud mayor a 4000 m.s.n.m. es 25 mm), en la norma IEC 60826 los requerimientos mecánicos son aplicados a partir de parámetros de carga promedio, una desviación estándar y un periodo de retorno (nivel de confiabilidad). Es importante aclarar que, si se emplea los parámetros máximos indicados en el CNE Suministros vigente, en los criterios de requerimiento mecánico de la IEC 60826 conllevará a dimensionamientos mecánico-estructurales innecesariamente sobredimensionados.

Se sugiere indicar específicamente el nivel de alcance de la aplicación de la IEC 60826 en los criterios de diseño del **Proyecto de Modificación del PR-20**.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Es pertinente aclarar que el cumplimiento del CNE-Suministro es obligatorio.

Por otro lado, la norma IEC 60826 en el numeral 4.1 "Objetivos", indica que, si bien la norma se basa en conceptos de confiabilidad, es posible usarse para diseño con cargas climáticas específicas, como es el caso del CNE-Suministro.

4 General

4.1 Objective

This document serves either of the following purposes:

- a) It provides design criteria for overhead lines based on reliability concepts. The reliability based method is particularly useful in areas where significant amounts of meteorological and strength data are readily available. This method may however be used for lines designed to withstand specific climatic loads, either derived from experience or through calibration with existing lines that had a long history of satisfactory performance. In these cases, design consistency between strengths of line components will be achieved, but actual reliability levels may not be known, particularly if there has been no evidence or experience with previous line failures.

Imagen extraída de la norma IEC 60826 "Overhead transmission lines – Design criteria" 2017.

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

20.8 Comentario 8 (SR GROVER UCHUSARA) **Líneas de Transmisión**

Según la información del INRENA la tundra pluvial – alpino tropical (tp-AT) y alpino subtropical (tp-AS) geográficamente están localizadas a una altitud entre 4300 y 5000 m.s.n.m.

Se recomienda indicar claramente la descripción de tp-AT y tp-AS indicada, confirmar el nivel de altitud de estas zonas de vida según información vigente. También es importante referenciar la entidad oficial encargada de la publicación del Mapa Ecológico del Perú mencionado en el **Proyecto de Modificación del PR-20**.

Opinión del COES

Sugerencia parcialmente aceptada.

A fin de agregar los significados de tp-AT y tp-AS, se sugiere modificar el numeral 3.3.4 del capítulo 3 del Anexo 1 del proyecto de PR-20 prepublicado, en el siguiente sentido:

“3.3.4 LÍNEAS EXPUESTAS A LA ACUMULACIÓN DE HIELO

(...)

*En zonas superiores a 4000 msnm que no estén ubicadas en zonas de tp-AT (**tundra pluvial Alpino Tropical**) o tp-AS (**tundra pluvial Alpino Subtropical**), se darán soluciones al cortocircuito entre fases y efecto “Galloping”, cuando se verifique su efecto durante la operación de la línea.*

Las zonas de tp-AT o tp-AS serán identificadas con el Mapa Ecológico del Perú.”

De otro lado, respecto al nivel de altitud de estas zonas, éstas se encuentran por encima de los 4000 msnm; sin embargo, al estar las zonas indicadas en el mapa no se considera necesario incluir esta información de altitud.

Respecto a la entidad oficial encargada de la publicación del Mapa Ecológico del Perú, se tiene conocimiento de la publicación de este mapa en el año 1976 por la Oficina Nacional de Evaluación de Recursos Naturales (ONERN) y que fue heredado a la Biblioteca de la Autoridad Nacional del Agua (ANA); no se tiene conocimiento actual de alguna entidad encargada de su elaboración; sin embargo, esta información refleja sobre las plantas y animales establecidos por 1000 o 3000 años en dicha zona; en ese sentido, se sugiere no incluir la entidad encargada de la publicación del Mapa Ecológico del Perú.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, corresponde modificar segundo párrafo del numeral 3.3.4 del Capítulo 3 del Anexo 1 del proyecto de modificación del PR-20 de acuerdo con la siguiente redacción:

“En zonas superiores a 4000 msnm que no estén ubicadas en zonas de tp-AT (tundra pluvial Alpino Tropical) o tp-AS (tundra pluvial Alpino Subtropical), se darán soluciones al cortocircuito entre fases y efecto “Galloping”, cuando se verifique su efecto durante la operación de la línea.”

20.9 Comentario 9 (SR GROVER UCHUSARA) Líneas de Transmisión

En la **Tabla 3.7, 3.8 y 3.9** del **Proyecto de Modificación del PR-20** para las líneas a 500 kV se está empleando el término “Fase Central”, se debe aclarar que corresponde a la fase en la ventana de las torres “cara de gato” o “deltas”, donde la distancia eléctrica fase – torre es mayor que las distancias eléctricas en las fases laterales.

Se sugiere complementar el término “Fase Central” por “Fase Central (ventana)” para no confundir con la fase central de una estructura de disposición de fases verticales laterales.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Para el caso de estructuras con disposición de fases verticales, todas las fases corresponden a fases laterales.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

20.10 Comentario 10 (SR GROVER UCHUSARA) Líneas de Transmisión

En la propuesta de presión de viento sobre el conductor se está mostrando una expresión que indica corresponde con la ecuación de Hornsgründe. Este tipo de presión corresponde a la presión dinámica de ráfaga de viento típico de 3 segundos; sin embargo, no es aplicable en el marco de las velocidades de viento definidas en el CNE Suministro vigente, donde se define vientos estables que soplan con una velocidad igual sobre todos los componentes de la línea de transmisión. Esta aclaración se describe ampliamente en el Manual de Interpretación del CNE Suministro.

En cumplimiento con el marco normativo local, las cargas de viento o presiones debidas al viento sobre las áreas proyectadas de los conductores, estructuras de soporte y los aisladores deberán aplicarse según la Regla 250.C. del CNE Suministro vigente. Además, las oscilaciones de las cadenas además de las presiones de viento indicadas en la Regla anterior, se debe verificar para una presión de viento de 290 Pa indicada en la Regla 235.E.2. del mismo CNE.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

La ecuación de Hornisgrinde fue determinada en la estación de prueba de Hornisgrinde (Alemania) y fue verificada en la estación de prueba de Saratoga (Estados Unidos); su empleo está incluido en la bibliografía *EPR Transmission Line Reference Book 115-138 kV Compact Line Design*, 1978; asimismo, su empleo está incluido en el numeral 2.9 "Measurements of Insulator Swing Angle" del CIGRE *Technical Brochure N°348 "Tower Top Geometry and Mid Span Clearances"*, WG B2.06 - 2008.

Adicionalmente, las normas de diseño de líneas de 400 y 800 kV de CADAFE (Venezuela) y los pliegos de licitación de las líneas de 500 kV de Argentina mencionan que (solo) para el cálculo del ángulo de oscilación del conductor (y por tanto de la cadena de suspensión) debe utilizarse la ecuación de Hornisgrinde. El utilizar la ecuación cuadrática conllevaría a utilizar una mayor cantidad de torres de anclaje en alineamiento ubicadas en pendiente lo cual incrementaría innecesariamente el costo de la línea de transmisión.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

20.11 Comentario 11 (SR GROVER UCHUSARA) Líneas de Transmisión

El dimensionamiento de los elementos angulares de las torres corresponde al cálculo estructural y dependiendo del requerimiento de las cargas debidas a la presión del viento, hielo, entre otros, según aplique, se obtendrán distintas dimensiones de la distancia del eje del perfil al borde del elemento angular sin necesariamente coincidir con los mínimos indicados.

Debido a que estos aspectos obedecen a criterios específicos de las zonas de carga de undeterminado Proyecto se sugiere solo indicar el siguiente texto sin indicar valores mínimos.

En general, las distancias de seguridad deberán incluir el espesor de los perfiles de acero a partir del eje de su gramil (distancia del eje del perfil a su borde exterior) y además incluir la distancia de los travesaños para el escalamiento a la torre. En caso de utilizar espinterómetros o pesas para reducir la oscilación del conductor, también se tomará en cuenta esta ferretería como energizada.

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

Se recomienda mantener estos valores mínimos, obtenidos de la experiencia en diseño, a fin de garantizar el cumplimiento de las distancias de seguridad en la estructura.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

20.12 Comentario 12 (SR GROVER UCHUSARA) Líneas de Transmisión

De acuerdo con la ecuación mostrada en el **Proyecto de Modificación del PR-20** (ver siguiente imagen), en el Technical Brochure 348 se hace extensivo dicha ecuación para el evento de ice drop o desprendimiento de hielo sobre el conductor.

*The design guidance is limited to the influence of wind loads on the conductor position, **but the approach can be extended to other issues such as:***

- *Differential sags caused by differential ice loading;*
- *Ice loading combined with reduced wind loading. It may be appropriate to consider that ice as well as wind loading will vary between conductors; Ice drop; Galloping;*
- *Live line maintenance techniques, including differential sags between phases caused by the presence of conductor trolleys, etc.*

Con la finalidad de dar claridad de la aplicación de la ecuación anterior se sugiere incluir el siguiente texto:

Las distancias a mitad de vano y en la estructura, debe ser tal que no haya riesgo alguno de cortocircuito, ni entre fases ni a tierra, teniendo presente los efectos de las oscilaciones de los conductores debidas al viento y al desprendimiento de la nieve acumulada sobre ellos.

Con este objeto, para las líneas del STTN, STTR y STL se deberá verificar la separación mínima entre conductores por la fórmula siguiente:

Opinión del COES

Sugerencia no aceptada.

No se considera necesario agregar el texto sugerido de aplicación de la fórmula, pues podría mal interpretarse en aplicar la fórmula solo en algunos casos; en ese sentido, se recomienda mantener el texto; por ejemplo, el numeral 7.2 de la "Reglamentación para la ejecución de líneas aéreas exteriores – Líneas de media y alta tensión" – Asociación Electrotécnica Argentina – edición 2003 y el numeral 8.0.1 de "Code for Design of 110 kV – 750 kV Overhead Transmission Line" (GB 5045) de China, indican directamente el cumplimiento de la misma fórmula.

7.2 Distancia entre conductores de la misma torre
 Válido también para líneas de una misma de igual sistema o líneas de sistemas distintos compartiendo la misma estructura.

7.2.1 Líneas de líneas (B y C): Para las líneas de líneas "B" y "C", la distancia entre conductores en m, en el centro del vano y en situación de reposo, se estimará que lo da por la fórmula:

$$D = k \cdot \sqrt{\frac{L_0}{L_0 + L_2} \cdot \frac{P}{1.50}} \quad (7.2-1)$$

Donde:
 D = Distancia entre conductores en m, en el centro del vano, en reposo.
 L_0 = Distancia máxima del vano (m), en reposo.
 L_2 = Longitud máxima de la estructura de soporte en metros. Para las edificaciones, $L_2 = 0$.
 P = Tensión máxima del cable (N).
 k = Coeficiente dependiente del ángulo de inclinación máxima del conductor por efecto del viento máximo, considerado perpendicular a la línea (ver tabla 7.2-2).

Tabla 7.2-2 – Valores del coeficiente "k"

Disposición de los Conductores	< 45°	De 45° a 55°	De 55° a 65°	> 65°
Superpuestos en un plano vertical	0.70	0.75	0.85	0.95
Dispuestos en triángulo equilateral, en el mismo nivel	0.60	0.55	0.70	0.75
Dispuestos en un mismo plano horizontal	0.60	0.52	0.65	0.70

7.2.2 Condiciones:
 a) En momentos o fijaciones de suspensión con sublevar rígida, se considera $L_2 = 0$.

Imagen extraída de la "Reglamentación para la ejecución de líneas aéreas exteriores – Líneas de media y alta tensión" – Asociación Electrotécnica Argentina – edición 2003.

8 Conductor Arrangement

8.0.1 The separation between phase conductors should be determined in accordance with the following requirements in consultation with practical operating experience:

Imagen extraída del "Code for Design of 110 kV – 750 kV Overhead Transmission Line" (GB 5045) de China – edición 2010.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 debido al presente comentario.

21. Comentarios del Señor Aderson Sacaico (SR ANDERSON SACAICO)

21.1 Comentario 1 (SR. ANDERSON SACAICO) Líneas de Transmisión

Inciso 1, del numeral 5.2.1 del Anexo 2 del PR-20

Dice:

1. Descripción del recorrido de la línea, plano de ruta con las coordenadas UTM WGS 84 de los vértices de la línea y subestaciones, así como el archivo Google Earth.

Modificaciones a la propuesta:

1. ~~Descripción del recorrido de la línea, plano de ruta con las coordenadas UTM WGS 84 de los vértices de la línea y subestaciones, así como el~~ archivo Google Earth **que incluya el recorrido de la línea y la ubicación de las subestaciones.**

Con el archivo Google Earth ya se puede identificar la ruta de la línea, los cruces con líneas existentes, zonas arqueológicas o reservas naturales.

Opinión del COES

Sugerencia aceptada.

Con el archivo Google Earth es posible ver el trazo de ruta de la línea de transmisión; sin embargo, consideramos mantener el texto con la "descripción del recorrido de la línea" a fin de que el proyectista indique las interferencias encontradas.

En ese sentido, sugerimos modificar el numeral 5.2.1 del Anexo 2 del PR-20 prepublicado, en el siguiente sentido:

"5.2 LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

5.2.1 Información Básica:

*1. Descripción del recorrido de la línea, ~~plano de ruta con las coordenadas UTM WGS 84 de los vértices de la línea y subestaciones,~~ así como el archivo Google Earth **que incluya los vértices de la línea, subestaciones e instalaciones del proyecto.**"*

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 de acuerdo a la sugerencia del COES en el presente comentario.

21.2 Comentario 2 (SR. ANDERSON SACAICO) Líneas de Transmisión

Inciso 2, del numeral 5.2.1 del Anexo 2 del PR-20

Dice:

Características técnicas generales: niveles de tensión, longitud de la línea, número de circuitos, número de transposiciones, tipo de estructuras, características del conductor, número de conductores/fase, características del cable de guarda, características del aislador, número de aisladores/cadena, tasa de fallas, distancias de seguridad, franja de servidumbre y, descripción de las principales adecuaciones de las líneas existentes en casos de seccionamiento.

Modificaciones a la propuesta:

Características técnicas generales: niveles de tensión, longitud de la línea, número de circuitos, número de transposiciones, tipo de estructuras, características del conductor, número de conductores/fase, características del cable de guarda, características del aislador, número de aisladores/cadena, tasa de fallas, ~~distancias de seguridad, franja de servidumbre~~ y, descripción de las principales adecuaciones de las líneas existentes en casos de seccionamiento.

Sustento:

Las distancias de seguridad y faja de servidumbre ya están especificadas en el CNE, no es necesario que se incluya en el EPO.

Opinión del COES

Sugerencia aceptada.

El CNE-Suministro indica la franja de servidumbre de las líneas de transmisión según el nivel de tensión, así como las distancias de seguridad; por esta razón esta información puede ser retirada del contenido del EPO; sin embargo, se considera apropiado incluir en el contenido del EPO el plano de silueta de estructuras a fin de mostrar las distancias adoptadas en la estructura.

En ese sentido, sugerimos modificar el numeral 5.2.1 del Anexo 2 del PR-20 prepublicado, en el siguiente sentido:

“5.2 LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

5.2.1 Información Básica:

(...)

2. Características técnicas generales: niveles de tensión, longitud de la línea, número de circuitos, número de transposiciones, tipo de estructuras, características del conductor, número de conductores/fase, características del cable de guarda, características del aislador, número de aisladores/cadena, tasa de fallas, ~~distancias de seguridad, franja de servidumbre~~ y, descripción de las principales adecuaciones de las líneas existentes en casos de seccionamiento.

3. Planos de silueta de estructuras

43.*Potencia de diseño de la línea de transmisión, para lo cual debe considerarse lo siguiente:*

(...)

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 de acuerdo a la sugerencia del COES en el presente comentario.

21.3 Comentario 3 (SR. ANDERSON SACAICO) Subestaciones

Numeral 5.3.1 del Anexo 2 del PR-20

Dice:

1. Características eléctricas generales: niveles de tensión, aislamiento, capacidad de cortocircuito y configuración del sistema de barras.
2. Descripción del equipamiento electromecánico: equipos de patio, transformadores de potencia, equipos de compensación reactiva, sistema de protecciones, esquema de tele protección, sistema de automatización y control, sistema de mediciones, sistema de comunicaciones, sistema de pórticos y barras, sistema de puesta a tierra, servicios auxiliares en corriente alterna y continua, descripción de las principales adecuaciones de las instalaciones existentes en casos de ampliación.
3. Planos con disposición de planta y cortes, diagramas unifilares del equipamiento de protección, de medición, de control y de mando de las instalaciones propuestas (en formato AutoCAD).
4. Esquema de comunicaciones y tele protección.
5. Arquitectura del sistema de automatización y control.
6. Tabla de datos técnicos de los equipos de patio, transformadores de potencia y equipos de compensación reactiva.

Modificaciones a la propuesta:

1. Características eléctricas generales: niveles de tensión, aislamiento, capacidad de cortocircuito y configuración del sistema de barras.
2. Descripción del equipamiento electromecánico: equipos de patio, transformadores de potencia, equipos de compensación reactiva, sistema de protecciones, esquema de tele protección, sistema de automatización y control, sistema de mediciones, sistema de comunicaciones, sistema de pórticos y barras, ~~sistema de puesta a tierra, servicios auxiliares en corriente alterna y continua,~~ descripción de las principales adecuaciones de las instalaciones existentes en casos de ampliación.
3. Planos con disposición de planta y cortes, diagramas unifilares del equipamiento de protección, de medición, de control ~~y de mando~~ de las instalaciones propuestas (en formato AutoCAD).

4. Esquema de comunicaciones y tele protección.
5. ~~Arquitectura del sistema de automatización y control.~~
6. Tabla de datos técnicos de los equipos de patio, transformadores de potencia y equipos de compensación reactiva.

Los sistemas de control y protección deberán cumplir con lo indicado en la norma IEC- 61850

Sustento:

No es necesario incluir en el EPO la descripción del sistema de puesta a tierra y los servicios auxiliares. Los Gestores deben cumplir con lo indicado en el anexo 1 y el CNE. Solo es necesario incluir el sistema de control, ya que el mando forma parte del este.

Asimismo, en el EPO se pide la arquitectura del sistema de automatización y control, cuando esto lo define el epecista y depende del fabricante que seleccione. Solo se considera necesario a nivel EPO indicar que los sistemas de control y protección deben cumplir con la norma IEC-61850.

Opinión del COES

Sugerencia aceptada.

Se retira del PR-20 Anexo 2 lo relativo a los entregables del sistema de puesta a tierra, sistemas auxiliares AC y DC y el plano de la arquitectura del sistema de protección y control, puesto que son requerimientos que se definirán en otras etapas del proyecto.

En ese sentido se sugiere modificar el numeral 5.3.1 del Anexo 2 del PR-20 prepublicado, en el siguiente sentido:

“(…)

5.3.1 Información Básica:

(…)

2. Descripción del equipamiento electromecánico: equipos de patio, transformadores de potencia, equipos de compensación reactiva, sistema de protecciones, esquema de tele protección, sistema de automatización y control, sistema de mediciones, sistema de comunicaciones, sistema de pórticos y barras, ~~sistema de puesta a tierra, servicios auxiliares en corriente alterna y continua,~~ descripción de las principales adecuaciones de las instalaciones existentes en casos de ampliación.

3. Planos con disposición de planta y cortes, diagramas unifilares del equipamiento de protección, de medición, de control **y de mando** de las instalaciones propuestas (en formato AutoCAD).
 4. Esquema de comunicaciones y tele protección.
 5. ~~Arquitectura del sistema de automatización y control.~~
 - 65** Tabla de datos técnicos de los equipos de patio, transformadores de potencia y equipos de compensación reactiva.
- (...)”

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 de acuerdo a la sugerencia del COES en el presente comentario.

21.4 Comentario 4 (SR. ANDERSON SACAICO) Requisitos CGC

Numeral 5.4.1 del Anexo 2 del PR-20

Dice:

1. Características técnicas generales del equipamiento turbina – generador – transformador:
 - a) Cálculo de la Constante de inercia del conjunto turbina-generador (H) y estimación de la constante de tiempo del agua Tw (para el caso de centrales hidroeléctricas).
 - b) Factor de potencia del generador
 - c) Impedancia de cortocircuito del transformador.
 - d) Características técnicas del interruptor de generación.
2. Los planos de ubicación, planta y el diagrama unifilar de protección del equipamiento turbina – generador – transformador (en formato AutoCAD).

Modificaciones a la propuesta:

1. Características técnicas generales del equipamiento turbina – generador – transformador:
 - a) ~~Cálculo de la~~ Constante de inercia del conjunto turbina-generador (H) y estimación de la constante de tiempo del agua Tw (para el caso de centrales hidroeléctricas).
 - b) Factor de potencia del generador
 - c) Impedancia de cortocircuito del transformador.

d) ~~Características técnicas del interruptor de generación.~~

2. Los planos de ubicación, planta y el diagrama unifilar de protección del equipamiento turbina – generador – transformador (en formato AutoCAD).

Sustento:

A nivel EPO no se conoce muchas veces los datos de generador y la turbina, por lo que es complicado estimar la constante de inercia, a este nivel solo deberá indicar que cumplirá con lo indicado en el anexo 1 del PR-20.

La inercia la definirá el Especialista y deberá cumplirá lo indicado en el anexo 1 del PR-20.

Asimismo, a nivel EPO solo deberá indicar que implementará interruptor de generación.

Opinión del COES

Sugerencia aceptada

Para la etapa de EPO la constante de inercia debe cumplir con las especificaciones de la tabla 2.5 del numeral 2.4.3 del Capítulo 2 del Anexo 1 del PR-20 prepublicado, para lo cual es suficiente que el Gestor de Proyecto lo declare. En la etapa de operatividad este valor deberá ser sustentado con la información del fabricante y no podrá ser menor a lo declarado en el EPO.

Asimismo, en la etapa de EPO no se requiere conocer las características técnicas del interruptor de potencia, es suficiente que se indique que contara con un interruptor de potencia de generación. En la etapa de operatividad se verificará las características técnicas del interruptor.

Por lo tanto, se sugiere modificar el numeral 5.4.1 del Anexo 2 del PR-20 conforme a lo siguiente:

"5.4.1. Central de Generación Convencional

1. *Características técnicas generales del equipamiento turbina – generador – transformador.*
 - a) ~~Cálculo de la~~ *Constante de inercia del conjunto turbina-generador (H) y estimación de la constante de tiempo del agua T_w (para el caso de centrales hidroeléctricas).*
 - b) *Factor de potencia del generador*
 - c) *Impedancia de cortocircuito del transformador.*
 - d) ~~Características técnicas del Interruptor de generación.~~

2. *Los planos de ubicación, planta y el diagrama unifilar de protección del equipamiento turbina – generador – transformador (en formato AutoCAD).*

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 de acuerdo con la sugerencia del COES en el presente comentario.

21.5 Comentario 5 (SR. ANDERSON SACAICO) Armónicos

Numeral 5.6 del Anexo 2 del PR-20

Dice:

Se debe incluir la relación de cargas que se prevé alimentar desde la subestación del Usuario, diferenciando los motores eléctricos (indicar el tipo de motor y si serán conectados directamente a la red, o si serán alimentados con variadores de velocidad o mediante ciclo-convertidores). Asimismo, indicar los consumos estimados de potencia activa y reactiva sin corrección del factor de potencia y los bancos de capacitores que prevé instalar.

Se debe incluir el cronograma de incorporación de carga del proyecto. También se debe indicar las cargas que constituyen fuentes de armónicos y los filtros que se prevé instalar, indicando de manera referencial sus valores.

El Proyecto deberá considerar el diseño de los alimentadores de la planta, para permitir la implementación del Esquema de Rechazo de Carga por Mínima Frecuencia, según lo dispone la NTCOTR.

Modificaciones a la propuesta:

Se debe incluir la **potencia de la carga** ~~relación de cargas~~ que se prevé alimentar desde la subestación del Usuario, **indicando la potencia motórica y la compensación reactiva centralizada para cumplir con el factor de potencia en el punto de conexión diferenciando los motores eléctricos (indicar el tipo de motor y si serán conectados directamente a la red, o si serán alimentados con variadores de velocidad o mediante ciclo-convertidores). Asimismo, indicar los consumos estimados de potencia activa y reactiva sin corrección del factor de potencia y los bancos de capacitores que prevé instalar.**

Se debe incluir el cronograma de incorporación de carga del proyecto. También se debe indicar **sí** las cargas **que** constituyen fuentes de armónicos y los filtros que se prevé instalar, indicando de manera referencial sus valores.

El Proyecto deberá considerar el diseño de los alimentadores de la planta, para permitir la implementación del Esquema de Rechazo de Carga por Mínima Frecuencia, según lo dispone la NTCOTR.

Sustento:

A nivel EPO no se conoce a detalle las cargas de los proyectos, por lo que no se puede pedir los tipos de motores y la forma como estos serán conectados al sistema. Solo debería diseñarse la compensación reactiva centralizada para cumplir con el factor de potencia en el punto de conexión.

Asimismo, si las cargas fuera fuentes de armónicos (cicloconvertidores, hornos de arco, rectificadores, etc.), en el diseño deberán prever instalar filtros.

Opinión del COES

Sugerencia aceptada.

En la mayoría de los casos, en los Estudios de Pre-Operatividad a priori se conoce el porcentaje estimado de la potencia de las cargas motóricas o potencia motórica según las características del proyecto y no el detalle de estas, en ese sentido se considera que solo es necesario diseñar la compensación reactiva total del proyecto para cumplir el factor de potencia en el punto de conexión.

Por lo tanto, se sugiere modificar el numeral 5.6 del Anexo 2 del PR-20 prepublicado, en el siguiente sentido:

"5.6. INFORMACIÓN DE PROYECTOS DE DEMANDA

*Se debe incluir la **potencia de la carga** ~~relación de cargas~~ que se prevé alimentar desde la subestación del Usuario, **indicando la potencia motórica y la compensación reactiva centralizada para cumplir con el factor de potencia en el punto de conexión diferenciando los motores eléctricos (indicar el tipo de motor y si serán conectados directamente a la red, o si serán alimentados con variadores de velocidad o mediante cicloconvertidores).** Asimismo, ~~indicar los consumos estimados de potencia activa y reactiva sin corrección del factor de potencia y los bancos de capacitores que prevé instalar.~~*

*Se debe incluir el cronograma de incorporación de carga del proyecto. También se debe indicar **si** las cargas **que** constituyen fuentes de armónicos y los filtros que se prevé instalar, indicando de manera referencial sus valores.*

(...)

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 de acuerdo con la sugerencia del COES en el presente comentario.

21.6 Comentario 6 (SR. ANDERSON SACAICO) Requisitos CGC y CGNC

Numeral 6.2.2 del Anexo 2 del PR-20

Dice:

En el caso de los proyectos de generación concurrentes, señalados en el inciso 4 del numeral

9.6 del procedimiento, para condiciones de operación normal, adicionalmente al equipamiento descrito en el párrafo precedente, se implementará, de ser el caso, una unidad central de control para la reducción automática de generación del conjunto de proyectos de generación en el mismo Punto de Conexión o zona de influencia, con los respectivos medios de comunicación y control requeridos para dicha implementación.

Modificaciones a la propuesta:

En el caso de los proyectos de generación concurrentes, señalados en el inciso 4 del numeral

9.6 del procedimiento, para condiciones de operación normal, adicionalmente al equipamiento descrito en el párrafo precedente, se implementará, de ser el caso, una unidad central de control para la reducción automática de generación del conjunto de proyectos de generación en el mismo Punto de Conexión o zona de influencia, **o en su defecto su integración a esta unidad**, con los respectivos medios de comunicación y control requeridos para dicha implementación, **según lo aprobado en el EPO**.

Sustento:

Adicionalmente a la implementación de una unidad central de control se debe considerar la integración a dicha unidad por ser una posibilidad técnica que se daría en caso la unidad sea implementada por otro proyecto, situación que se definirá en la etapa del Estudio de Operatividad, ambas posibilidades deben estar indicadas en el Estudio de Pre Operatividad.

Opinión del COES

Sugerencia aceptada.

Los proyectos de generación concurrentes en una misma zona de influencia, en un escenario de simultaneidad, deberán prever un esquema con una unidad central para la reducción automática de generación del conjunto de proyectos de generación en el mismo Punto de Conexión o zona de influencia para las condiciones de contingencias o eventos no previstos con los respectivos medios de comunicación y control.

No obstante, dada la incertidumbre en el ingreso de estos proyectos, así como la secuencia de su ingreso, es necesario que en la carta de conformidad del EPO se incluya el equipamiento necesario para la implementación de esquema y sus medios de comunicación, así como el requerimiento técnico

de integrarse a este en el caso dicho esquema haya sido implementado en otro proyecto que activó esta necesidad.

Por lo tanto, se sugiere modificar el numeral 6.2.2 del PR-20 prepublicado. Ver opinión del COES al Comentario 119 de ORYGEN.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinergmin al Comentario 119 de ORYGEN.

21.7 Comentario 7 (SR. ANDERSON SACAICO) Requisitos CGC y CGNC

Numeral 6.4.4 del Anexo 2 del PR-20

Dice:

Se realizarán los siguientes análisis:

a) Tolerancia a la circulación de corriente de secuencia inversa

Verificar que la central puede soportar, sin salir de servicio, la circulación de la corriente de secuencia inversa correspondiente a una falla asimétrica cercana.

b) Estabilidad permanente (pequeña señal)

Modificaciones a la propuesta:

Se realizarán los siguientes análisis:

~~**a) Tolerancia a la circulación de corriente de secuencia inversa**~~

~~**Verificar que la central puede soportar, sin salir de servicio, la circulación de la corriente de secuencia inversa correspondiente a una falla asimétrica cercana.**~~

a) Estabilidad permanente (pequeña señal)

Sustento:

Los generadores son diseñados para poder soportar cortocircuitos trifásicos en bornes de generación. Asimismo, se están especificando los sistemas de protección de tal forma que las fallas sean despejadas en menos de 100 ms.

Por lo que resulta innecesario realizar dicho calculo a nivel EPO. Asimismo, se debe considerar que en el EPO no cuenta con todo el detalle del generador.

Opinión del COES

Sugerencia aceptada

El cumplimiento de esta característica es de diseño y les corresponde el cumplimiento a los fabricantes. En ese sentido, se sugiere modificar el numeral 6.4.4 del Anexo 2 del PR-20 de la siguiente manera.

“6.4.4. Centrales de generación convencional (CGC)

Deben cumplir con la tolerancia a la circulación de corriente de secuencia inversa sin salir de servicio.

Se realizarán los siguientes análisis:

~~a) Tolerancia a la circulación de corriente de secuencia inversa Verificar que la central puede soportar, sin salir de servicio, la circulación de la corriente de secuencia inversa correspondiente a una falla asimétrica cercana.~~

~~a) b)~~ Estabilidad permanente (pequeña señal) Se debe calcular la frecuencia y el amortiguamiento del modo local de oscilación, sin reguladores. Si la central estuviera conformada por varios grupos de generación, además se debe identificar la posibilidad de oscilaciones entre los grupos (modo intraplanta).

~~b) e)~~ Estabilidad Transitoria (...)

(...)”

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 de acuerdo con la sugerencia del COES en el presente comentario.

21.8 Comentario 8 (SR. ANDERSON SACAICO) Requisitos CGC

Literal a del numeral 6.4.5 del Anexo 2 del PR-20

Dice:

Se realizarán los siguientes análisis:

a) Estabilidad transitoria

Verificar el comportamiento de la central en el Punto de Conexión ante los “Huecos de Tensión” en la zona del proyecto, provocados por fallas en el Sistema de Transmisión. Se puede utilizar un modelo típico para los controladores de la central.

La central debe cumplir con las exigencias frente a los Huecos de Tensión consignadas en los requerimientos técnicos del Anexo 1. Estas verificaciones, en el marco del EPO, tienen la finalidad de dimensionar la robustez de los equipos necesarios para cumplir con este requerimiento, ya que el cumplimiento será confirmado en el EO.

Se debe evaluar la respuesta ante:

- Fallas en las líneas de transmisión cercanas a la central, tales como fallas monofásicas con recierre exitoso y fallas trifásicas.

- Desconexión de centrales de generación o de equipos de compensación reactiva relevantes para el control de tensión en la zona de influencia de la central.

Asimismo, se debe evaluar el tiempo crítico de despeje de falla siguiendo el criterio indicado en el numeral anterior.

Modificaciones a la propuesta:

Se realizarán los siguientes análisis:

a) Estabilidad transitoria

~~Verificar el comportamiento de la central en el Punto de Conexión ante los "Huecos de Tensión" en la zona del proyecto, provocados por fallas en el Sistema de Transmisión. Se puede utilizar un modelo típico para los controladores de la central.~~

La central debe cumplir con las exigencias frente a los Huecos de Tensión consignadas en los requerimientos técnicos del Anexo 1. ~~Estas verificaciones, en el marco del EPO, tienen la finalidad de dimensionar la robustez de los equipos necesarios para cumplir con este requerimiento, ya que e~~ El cumplimiento será confirmado en el EO.

Se debe evaluar la respuesta ante:

- Fallas en las líneas de transmisión cercanas a la central, tales como fallas monofásicas con recierre exitoso y fallas trifásicas.
- Desconexión de centrales de generación **con mayor despacho de potencia en el escenario de operación analizado** o de equipos de compensación reactiva relevantes para el control de tensión en la zona de influencia de la central.

Asimismo, se debe evaluar el tiempo crítico de despeje de falla siguiendo el criterio indicado en el numeral anterior.

Sustento:

A nivel EPO generalmente no conoce el fabricante o especialista de las CGNC, y mucho menos los controladores. Por lo que no es necesario verificar el cumplimiento del hueco de tensión mediante simulaciones. Bastaría con indicar que cumplirán con las exigencias frente a dichos huecos de tensión.

Asimismo, se debe considerar que todos los fabricantes cumplen con las exigencias de huecos de tensión, ya que esto está regulado en diversos países.

Por otra parte, la desconexión de las centrales de generación con mayor despacho amplía el panorama para el análisis de la estabilidad de frecuencia y su verificación en la disminución de la inercia.

Opinión del COES

Sugerencia aceptada

En la etapa de EPO la mayoría de los proyectos son desarrollados en gabinete y aún no determinan el fabricante de los equipos y el Gestor de Proyectos propone una posible tecnología; en ese sentido, para el COES es suficiente que el Gestor de Proyectos en su EPO indique que cumplirá con las exigencias establecidas para los huecos de tensión y que estas serán verificadas en el Estudio de Operatividad del Proyecto.

Asimismo, en línea con lo establecido en el anexo 1 de la propuesta de modificación del PR-20, es necesario verificar la estabilidad de frecuencia por el ingreso de las CGNC.

Por lo tanto, se sugiere modificar el numeral 6.4.5 del Anexo 2 del PR-20 de la siguiente manera:

"6.4.5 Centrales de Generación No Convencional (CGNC)

a) *Estabilidad transitoria*

~~Verificar el comportamiento de la central en el Punto de Conexión ante los "Huecos de Tensión" en la zona del proyecto, provocados por fallas en el Sistema de Transmisión. Se puede utilizar un modelo típico para los controladores de la central.~~

La central debe cumplir con las exigencias frente a los Huecos de Tensión consignadas en los requerimientos técnicos del Anexo 1. ~~Estas verificaciones, en el marco del EPO, tienen la finalidad de dimensionar la robustez de los equipos necesarios para cumplir con este requerimiento, ya que el~~ El cumplimiento será confirmado en el EO.

(...)

b) *Estabilizador de frecuencia*

Realizar simulaciones de estabilidad de la frecuencia considerando la desconexión de la unidad síncrona más grande del SEIN, verificar la disminución de inercia del SEIN asociado al ingreso de la CGNC. En el marco del EPO, tiene la finalidad de dimensionar el aporte de inercia de la CGNC consignados en los requerimientos técnicos del Anexo 1."

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 de acuerdo con la sugerencia del COES en el presente comentario.

21.9 Comentario 9 (SR. ANDERSON SACAICO) Armónicos

Numeral 6.5 del Anexo 2 del PR-20 (opción 2)

Dice:

En esta etapa, el estudio de armónicos es de naturaleza aproximada, con la finalidad de definir si el diseño de la instalación requiere implementar dispositivos necesarios para controlar las perturbaciones armónicas que le permita cumplir con los rangos establecidos en las normas internacionales IEEE 519 e IEC 61000-3-6.

Con este fin, las instalaciones de demanda o, centrales de generación RER y equipos de compensación reactiva, deben informar el contenido de armónicos previstos en la etapa de diseño de cada uno de sus componentes. El contenido de armónicos en la etapa de diseño debe acatar lo dispuesto en las normas internacionales indicadas.

Se debe efectuar mediciones de armónicos en el Punto de Conexión del Proyecto para caracterizar la distorsión armónica existente (antes del proyecto), las cuales se deben realizar según lo establecido en la norma IEC 61000-4-30 para cuantificar el impacto de las nuevas instalaciones sobre el nivel de armónicos en el Punto de Conexión. En base a esta medición se debe realizar el modelo y estudio correspondiente. En ningún caso, las nuevas instalaciones deben transgredir las tolerancias establecidas en la NTCSE para los niveles de armónicos existentes.

Para proyectos con equipos de compensación reactiva, los resultados de los estudios de armónicos deben garantizar que no ocasionen fenómenos de resonancia en el sistema. De considerar necesario el COES, podrá solicitar verificaciones de transitorios.

Modificaciones a la propuesta:

~~En esta etapa, el estudio de armónicos es de naturaleza aproximada, con la finalidad de definir si el diseño de la instalación requiere implementar dispositivos necesarios para controlar las perturbaciones armónicas que le permita cumplir con los rangos establecidos en las normas internacionales IEEE 519 e IEC 61000-3-6.~~

~~Con este fin,~~ Las instalaciones de demanda ~~o,~~ centrales de generación RER y equipos de compensación reactiva, deben informar el contenido de armónicos previstos en la etapa de diseño de cada uno de sus componentes. El contenido de armónicos en la etapa de diseño debe acatar lo dispuesto en las normas internacionales **indicadas IEEE 519 e IEC 61000-3-6.**

Para los proyectos de demanda o centrales de generación RER que incluyan la implementación de compensación reactiva y/o filtros de armónicos para el control del factor de potencia en el punto de conexión, su validación se realizará en el estudio de armónicos del estudio de operatividad.

Los Para proyectos con equipos de compensación reactiva, **los resultados de los estudios de armónicos** deben garantizar que no ocasionen fenómenos de resonancia en el sistema. ~~De considerar necesario el COES, podrá solicitar verificaciones de transitorios.~~

~~Se debe efectuar mediciones de armónicos en el Punto de Conexión del Proyecto para caracterizar la distorsión armónica existente (antes del proyecto), las cuales se deben realizar según lo establecido en la norma IEC 61000-4-30 para cuantificar el impacto de las nuevas instalaciones sobre el nivel de armónicos en el Punto de Conexión. En base a esta medición se debe realizar el modelo y estudio correspondiente.~~ En ningún caso, las nuevas instalaciones deben transgredir **o incrementar** las tolerancias establecidas en la NTCSE para los niveles de armónicos existentes, **la verificación se realizará en el estudio de armónicos del estudio de operatividad del proyecto.**

Sustento:

En esta etapa los Gestores de Proyectos aún no definen los equipos de su proyecto (tecnología, fabricante, etc), por lo que el estudio de armónicos debe ser validado en el Estudio de Operatividad del Proyecto.

Opinión del COES

Sugerencia aceptada.

Nos encontramos de acuerdo con la sugerencia formulada. Consideramos que la etapa de Pre Operatividad, las mediciones de armónicos hacen referencia en su mayoría a subestaciones que existirán en el futuro y una topología de la red previsto, entonces, al no existir el punto de conexión (subestación) las mediciones se realizan en subestaciones cercanas, esta información se usa para estudios de armónicos de proyectos a instalarse los próximos años, obteniendo resultados de naturaleza aproximada.

En ese sentido, el gestor desde el diseño de su proyecto debe cumplir al menos con los estándares internacionales como la IEEE 519 y la IEC 6100-3-6, siendo el gestor responsable de su cumplimiento en la etapa de diseño.

En línea con lo expuesto, la validación será desarrollada en el Estudio de Operatividad con información exacta de distorsión armónica de los equipos a instalarse y las mediciones armónicas realizadas. Con la información anterior se evaluará el Estudio de Armónicos considerando los indicadores de desempeño indicado en el numeral 2.6 del PR-20 prepublicado.

Por lo tanto, se sugiere modificar el numeral 6.5 del Anexo 2 del PR-20 prepublicado, en el siguiente sentido:

"6.5. ESTUDIO DE ARMÓNICOS

~~En esta etapa, el estudio de armónicos es de naturaleza aproximada, con la finalidad de definir si el diseño de la instalación requiere implementar dispositivos necesarios para controlar las perturbaciones armónicas que le permita cumplir con los rangos establecidos en las normas internacionales IEEE 519 e IEC 61000-3-6.~~

~~Con este fin,~~ Las instalaciones de demanda ~~o~~, centrales de generación RER y equipos de compensación reactiva, deben informar el contenido de armónicos previstos en la etapa de diseño de cada uno de sus componentes. El contenido de armónicos en la etapa de diseño debe acatar lo dispuesto en las normas internacionales **indicadas IEEE 519 e IEC 61000-3-6.**

Para los proyectos de demanda o centrales de generación RER que incluyan la implementación de compensación reactiva y/o filtros de armónicos para el control del factor de potencia en el punto de conexión, su validación se realizará en el estudio de armónicos del estudio de operatividad.

~~Los Para~~ proyectos con equipos de compensación reactiva, ~~los resultados de los estudios de armónicos~~ deben garantizar que no ocasionen fenómenos de resonancia en el sistema. ~~De considerar necesario el COES, podrá solicitar verificaciones de transitorios.~~

~~Se debe efectuar mediciones de armónicos en el Punto de Conexión del Proyecto para caracterizar la distorsión armónica existente (antes del proyecto), las cuales se deben realizar según lo establecido en la norma IEC 61000-4-30 para cuantificar el impacto de las nuevas instalaciones sobre el nivel de armónicos en el Punto de Conexión. En base a esta medición se debe realizar el modelo y estudio correspondiente.~~

En ningún caso, las nuevas instalaciones deben transgredir **o incrementar** las tolerancias establecidas en la NTCSE para los niveles de armónicos **existentes, la verificación se realizará en el estudio de armónicos del estudio de operatividad del proyecto."**

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 de acuerdo con la sugerencia del COES en el presente comentario.

21.10 Comentario 10 (SR. ANDERSON SACAICO) Líneas de Transmisión

Numeral 7.1 del Anexo 2 del PR-20

Dice:

(1) Cálculo de parámetros eléctricos de la línea

En correspondencia con los datos constructivos de las líneas y de los valores reales de resistividad del terreno a lo largo de la traza de las líneas, se deberá

presentar la memoria de cálculo de los parámetros longitudinales y transversales de las líneas, en coordenadas de secuencia.

(2) Coordinación del aislamiento

Se aplicará el criterio establecido en los numerales 1 y 3 del Capítulo 1 del Anexo 1.

(3) Especificación del OPGW (Optical Ground Wire)

Se aplicará el criterio establecido en los numerales 1 y 3 del Capítulo 1 del Anexo 1.

(4) Verificación del diseño del blindaje de las líneas para descargas atmosféricas

Se aplicará el criterio establecido en el numeral 3 del Capítulo 1 del Anexo 1.

En estos estudios deberá prestarse especial atención a los valores previstos de puesta a tierra de las estructuras a lo largo de la línea.

(5) Transposiciones

Se aplicará el criterio establecido en el numeral 3 del Capítulo 1 del Anexo 1.

Modificaciones a la propuesta:

(1) Cálculo de parámetros eléctricos de la línea

En correspondencia con los datos constructivos de las líneas y de los valores reales de resistividad del terreno a lo largo de la traza de las líneas, se deberá presentar la memoria de cálculo de los parámetros longitudinales y transversales de las líneas, en coordenadas de secuencia.

(2) Coordinación del aislamiento

~~Se aplicará~~ **Deberá cumplir con** el criterio establecido en los numerales 1 y 3 del Capítulo 1 del Anexo 1.

(3) Especificación del OPGW (Optical Ground Wire)

~~Se aplicará~~ **Deberá cumplir con** el criterio establecido en los numerales 1 y 3 del Capítulo 1 del Anexo 1.

(4) Verificación del diseño del blindaje de las líneas para descargas atmosféricas

~~Se aplicará~~ **Deberá cumplir con** el criterio establecido en el numeral 3 del Capítulo 1 del Anexo 1.

~~1) En estos estudios deberá prestarse especial atención a los valores previstos de puesta a tierra de las estructuras a lo largo de la línea.~~

(5) Transposiciones

Se aplicará Deberá cumplir con el criterio establecido en el numeral 3 del Capítulo 1 del Anexo 1.

Sustento:

En el EPO ya no se debe revisar la coordinación de aislamiento de las líneas, las especificaciones de los cables OPGW, el diseño del blindaje para descargas atmosféricas, y el diseño de las transposiciones. Los proyectos deberán cumplir con lo indicado en el Anexo 1 del PR-20.

Opinión del COES

Sugerencia aceptada.

Considerando que en el Anexo 1 del PR-20 prepublicado están incluidos de manera explícita los requisitos a cumplir, se recomienda modificar el numeral 7.1 del Anexo 2 del PR-20 prepublicado, en el siguiente sentido:

"7.1 Líneas de transmisión

(1) Cálculo de parámetros eléctricos de la línea

*En correspondencia con los datos constructivos de las líneas y de los valores **reales** de resistividad del terreno a lo largo de la traza de las líneas, se deberá presentar la memoria de cálculo de los parámetros longitudinales y transversales de las líneas, en coordenadas de secuencia.*

(2) Coordinación de aislamiento

Se aplicará Deberá cumplir con el criterio establecido en los numerales **3.2.4** y **3.3.7** del Capítulo **3** del Anexo 1.

(3) Especificación del OPGW (Optical Ground Wire)

Se aplicará Deberá cumplir con el criterio establecido en los numerales **3.2** y **3.3** del Capítulo **3** del Anexo 1.

(4) Verificación del diseño del blindaje de las líneas para descargas atmosféricas

Se aplicará Deberá cumplir con el criterio establecido en el numeral **3.2.4** del Capítulo **3** del Anexo 1.

En estos estudios deberá prestarse especial atención a los valores previstos de puesta a tierra de las estructuras a lo largo de la línea.

(5) Transposiciones

Se aplicará Deberá cumplir con el criterio establecido en el numeral **3.3.5** del Capítulo **3** del Anexo 1."

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 de acuerdo con la sugerencia del COES en el presente comentario.

21.11 Comentario 11 (SR. ANDERSON SACAICO) Requisitos Generales PR-20

Dice:

...Se deberán realizar estos estudios aplicando la metodología de los cuatro parámetros, descrita en el Anexo E de la Norma IEC 62271-100, registrando el TRV y la RRRV.

Siguiendo las siguientes recomendaciones de la Norma IEC 62271-100, se deberán presentar los estudios de las contingencias que se detallan:

- Aperturas en oposición de fase.
- Apertura con falla en terminales.
- Aperturas de línea con falla kilométrica.

Modificaciones a la propuesta:

...Se deberán realizar estos estudios aplicando la metodología de los cuatro parámetros, descrita en el Anexo E de la Norma IEC 62271-100, registrando el TRV y la RRRV.

Siguiendo las siguientes recomendaciones de la Norma IEC 62271-100, se deberán presentar los estudios de las contingencias que se detallan:

- Aperturas en oposición de fase.
- Apertura con falla en terminales.
- Aperturas de línea con falla kilométrica.

[Para reactores se debe considerar las recomendaciones de la Norma IEC 62271-110.](#)

Sustento:

Las curvas de TRV normalizados para interruptores de los reactores fueron incluidas en la IEC 62271-110.

Opinión del COES: Sugerencia aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 23 del SR ANDERSON SACAICO.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinergmin al Comentario 23 del SR ANDERSON SACAICO.

21.12 Comentario 12 (SR. ANDERSON SACAICO) Subestaciones

Inciso (7) del numeral 7.2 del anexo 2 del PR-20

Dice:

En el caso de los transformadores que vincularán el nuevo sistema de 500 kV con 220 kV, deberán presentarse los estudios de energización de los mismos, tanto desde 500 kV como desde 220 kV. Deberá demostrarse que los transformadores admiten tales maniobras o que el proyecto incorpora interruptores sincronizados para hacer viables estos requerimientos.

Modificaciones a la propuesta:

En el caso de los transformadores que ~~vincularán el nuevo sistema de 500 kV con 220 kV~~ cuenten con relés de mando sincronizado en sus interruptores, no será necesario presentar ~~deberán presentarse los~~ estudios de energización de los mismos. ~~Estos según sea el caso será requerido en el Estudio de Operatividad. tanto desde 500 kV como desde 220 kV. Deberá demostrarse que los transformadores admiten tales maniobras o que el proyecto incorpora interruptores sincronizados para hacer viables estos requerimientos.~~

Sustento:

El objetivo de los estudios eléctricos en el EPO es para definir las características del equipamiento necesario para evitar afectar negativamente al SEIN. Por lo tanto, al contar con los relés de mando sincronizado en sus interruptores no es necesario realizar los estudios de energización. Estos podrán ser requeridos en el EO para conocer las primeras energizaciones del transformador y poder implementar medidas de mitigación hasta que este relé de mando sincronizado quede sintonizado.

Opinión del COES

Sugerencia aceptada.

Conforme a lo indicado en el sustento, si se considera la implementación de mando sincronizado ya no es necesario la presentación de estudio de energización. En ese sentido se sugiere modificar en el numeral 7.2.7 del Anexo 2 del PR-20 prepublicado, en el siguiente sentido:

"7.2.7 Estudios y especificaciones particulares para reactores y transformadores

(...)

En el caso de los transformadores que ~~vincularan el nuevo sistema d 500 kV con 220 kV~~ cuenten con relés de mando sincronizado en sus interruptores, no será necesario presentar ~~deberán presentarse los~~ estudios de energización de los mismos. Estos según sea el caso serán requeridos en el Estudio de Operatividad ~~tanto desde 500 kV como desde 220 kV. Deberá demostrarse que los transformadores admiten tales maniobras o que el~~

~~proyecto incorpora interruptores sincronizados para hacer viables estos requerimientos.~~

(...)”

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 de acuerdo con la sugerencia del COES en el presente comentario.

21.13 Comentario 13 (SR. ANDERSON SACAICO) RSS

Numeral: 10.1 del Anexo 3 del PR-20

Dice:

Analizar el impacto que produce una nueva instalación en el riesgo de exposición al fenómeno de RSS de las unidades de generación de centrales termoeléctricas y centrales no convencionales conectadas al sistema de transmisión que se encuentran expuestas a este fenómeno, así como garantizar que la implementación de la nueva instalación no produzca el riesgo de RSS.

La evaluación de riesgo de RSS se realiza a un nivel más detallado, considerando el análisis de simulaciones de EMT (Electromagnetic Transients).

Modificaciones a la propuesta:

Analizar el impacto que produce una nueva instalación en el riesgo de exposición al fenómeno de RSS de las unidades de generación de centrales termoeléctricas y centrales no convencionales conectadas al sistema de transmisión que se encuentran expuestas a este fenómeno, así como garantizar que la implementación de la nueva instalación no produzca el riesgo de RSS.

La evaluación de riesgo de RSS se realiza **a través de un análisis de barrido en frecuencia, de existir riesgo de RSS se realizará** a un nivel más detallado, considerando el análisis de simulaciones de EMT (*Electromagnetic Transients*).

Sustento:

En el EO se propone realizar análisis de simulaciones EMT, lo cual es laborioso y complejo; sin embargo, la determinación del riesgo de RSS se puede determinar a través de un análisis de barrido en frecuencia, de existir riesgo o incrementar el riesgo si es necesario realizar simulaciones EMT.

Opinión del COES

Sugerencia aceptada.

Nos encontramos de acuerdo con la sugerencia propuesta, con el análisis de barrido en frecuencia se puede tener un amplio panorama del riesgo de RSS. De identificarse un riesgo de RSS o su incremento, se deberá realizar simulaciones EMT para evaluar esta condición.

En línea con lo expuesto, se recomienda modificar el numeral 10.1 del Anexo 3 del PR-20 prepublicado, en el siguiente sentido:

"10.1 OBJETO

Analizar el impacto que produce una nueva instalación en el riesgo de exposición al fenómeno de RSS de las unidades de generación de centrales termoeléctricas y centrales no convencionales conectadas al sistema de transmisión que se encuentran expuestas a este fenómeno, así como garantizar que la implementación de la nueva instalación no produzca el riesgo de RSS.

*La evaluación de riesgo de RSS se realiza **a través de un análisis de barrido en frecuencia, de existir riesgo de RSS o incrementarse el mismo, se realizará** a un nivel más detallado, considerando el análisis de simulaciones de EMT (Electromagnetic Transients)."*

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 de acuerdo con la sugerencia del COES en el presente comentario.

21.14 Comentario 14 (SR. ANDERSON SACAICO) RSS

Numeral 10.2 del Anexo 3 del PR-20

Dice:

La metodología comprende inicialmente las técnicas de barrido en frecuencia utilizadas en el Estudio de Pre Operatividad correspondiente y se adicionan los análisis de simulaciones de EMT.

.....

Modificaciones a la propuesta:

La metodología comprende inicialmente las técnicas de barrido en frecuencia utilizadas en el Estudio de Pre Operatividad correspondiente, **de existir riesgo de RSS o incrementarse el mismo se realizará** ~~y se adicionan~~ los análisis de simulaciones de EMT.

.....

Sustento:

En el EO antes de realizar las simulaciones EMT debe evaluarse el riesgo de RSS con técnicas de barrido en frecuencia, de existir riesgo o incrementarse si es necesario realizar el análisis EMT.

Cabe precisar que el análisis EMT es complejo y laborioso, y en muchos casos innecesario.

Opinión del COES

Sugerencia aceptada.

Nos encontramos de acuerdo con la sugerencia propuesta, con el análisis de barrido en frecuencia se puede tener un amplio panorama del riesgo de RSS. De identificarse un riesgo de RSS o su incremento, se deberá realizar simulaciones EMT para evaluar esta condición.

En línea con lo expuesto, se recomienda modificar el numeral 10.2 del Anexo 3 del PR-20 prepublicado, en el siguiente sentido:

“10.2 METODOLOGÍA Y CRITERIOS

La metodología comprende inicialmente las técnicas de barrido en frecuencia utilizadas en el Estudio de Pre Operatividad correspondiente, **de existir riesgo de RSS o incrementarse el mismo se realizará** y se adicionará los análisis de simulaciones de EMT.”

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 de acuerdo con la sugerencia del COES en el presente comentario.

21.15 Comentario 15 (SR. ANDERSON SACAICO) Líneas de Transmisión

Numeral 2.2 del Anexo 4 del PR-20

Dice:

- a) Pruebas de medición de parámetros de líneas.
- b) Pruebas de relés de protección.
- c) Pruebas End-to-End.

Modificaciones a la propuesta:

- a) Pruebas de medición de parámetros de líneas, **en caso que la misma no pueda realizarse deberá remitir el informe de sustento incluyendo el cálculo teórico de parámetros considerando las instalaciones As Built..**
- b) Pruebas de relés de protección.
- c) Pruebas End-to-End.

Sustento:

Para medición de los parámetros de las líneas estas no debe verse afectadas por la inducción de las líneas paralelas, por lo que muchas veces es necesario desconectar líneas paralelas para realizar dichas pruebas. La desconexión de líneas paralelas no siempre es posible, ya que estas podrían afectar la operación del sistema o poner en riesgo al sistema.

Por ello se considera que en dichos casos el Titular deberá presentar un informe sustentando porque no se puede realizar la prueba, y presentar los parámetros calculados con las estructuras y disposiciones as built.

Opinión del COES

Sugerencia aceptada.

Considerando que durante la medición de parámetros la desconexión de líneas paralelas no siempre es posible. En ese sentido, se propone modificar el literal a) del numeral 2.2 del Anexo 4 del PR-20 prepublicado, en el siguiente sentido:

Anexo 4

2. PRUEBAS DE PUESTA EN SERVICIO

(...)

2.2 LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

a) *Pruebas de medición de parámetros de líneas, **en caso de que la misma no pueda realizarse, se deberá remitir el informe con su sustento incluyendo el cálculo teórico de parámetros considerando las instalaciones As Built***

b) *Pruebas de relés de protección*

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 de acuerdo con la sugerencia del COES en el presente comentario.

21.16 Comentario 16 (SR. ANDERSON SACAICO) Líneas de Transmisión

Comentario a la tabla 2.1 "Criterios a cumplir para el Seccionamiento de Líneas STTR y STL" del capítulo 2, anexo del PR-20.

Dice:

- *Las líneas de transmisión definidas como STTR y STL deberán cumplir con los criterios establecidos en la Tabla 2.1. De no poder cumplir con alguno de los criterios, el proyecto deberá conectarse a una de las subestaciones ubicadas al extremo de la línea.....*

(....)

Tabla 2.1. – Criterios a cumplir para el Seccionamiento de Líneas STTR y STL

Modificaciones a la propuesta:

- Las líneas de transmisión definidas como STTR ~~y STL~~ deberán cumplir con los criterios establecidos en la Tabla 2.1. De no poder cumplir con alguno de los criterios, el proyecto deberá conectarse a una de las subestaciones ubicadas al extremo de la línea.....

(...)

Tabla 2.1. – Criterios a cumplir para el Seccionamiento de Líneas STTR ~~y STL~~

Sustento:

Aplicar los criterios de seccionamiento de los STTR a STL es muy exigente y restrictivo. Por lo que en el caso de las líneas de transmisión del STL, estos deberán ser evaluados en el Estudio de Pre-Operatividad.

Opinión del COES

Sugerencia aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 23 de ENGIE.

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinerghmin al Comentario 23 de ENGIE.

21.17 Comentario 17 (SR. ANDERSON SACAICO) Subestaciones

Numeral 2.4.4 del Capítulo 2, del Anexo 1 del PR-20

Dice:

- El transformador elevador que se conecte.....
- El lado de alta tensión del transformador elevador deberá contar con un interruptor de maniobra con capacidad para interrumpir la máxima corriente de cortocircuito esperada en la vida útil de la central y de deberá ser del tipo unipolar para permitir sincronización con el SEIN.
- Cada generador individual, ...

Modificaciones a la propuesta:

- El transformador elevador que se conecte.....
- El lado de alta tensión del transformador elevador deberá contar con un interruptor de maniobra con capacidad para interrumpir la máxima corriente de cortocircuito esperada en la vida útil de la central y de deberá ser del tipo uni-~~tripolar~~ , **y deberá para** permitir **la implementación de mando sincronizado y sincronismo** ~~sincronización con el SEIN.~~

- *Cada generador individual, ...*

Sustento:

No tiene relación que el interruptor sea de tipo unipolar con el sincronismo.

Los Interruptores deben ser de mando Uni-tripolar, esto para poder implementar mando sincronizado en caso sea necesario. Asimismo, deberán ser capaces de permitir sincronismo.

Opinión del COES

Sugerencia aceptada.

El sincronismo no requiere de interruptor unipolar. En caso se requiera mando sincronizado, el interruptor debe tener mando uni-tripolar. En ese sentido, se propone modificar el numeral 2.4.4 del capítulo 2 del PR-20 prepublicado, en el siguiente sentido:

(...)

2.4.4 CRITERIOS PARA EL PUNTO DE CONEXIÓN

(...)

- *El lado de alta tensión del transformador elevador deberá contar con un interruptor de maniobra con capacidad para interrumpir la máxima corriente de cortocircuito esperada en la vida útil de la central y deberá ser de **mando uni-tripolar en caso requiera mando sincronizado para permitir sincronización con el SEIN.***

(...)

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 de acuerdo con la sugerencia del COES en el presente comentario.

21.18 Comentario 18 (SR. ANDERSON SACAICO) Armónicos**Numeral 2.6.4 del Capítulo 2, del Anexo 1 del PR-20**

Dice:

(...)

Estos límites de Emisión de Corrientes Armónicas en el Punto de Conexión serán evaluados a nivel simulación considerando el aporte individual de cada instalación.

Posteriormente, a lo largo de su operación deberán realizar el monitoreo de las tensiones armónicas y cumplir con los límites establecidos en la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos.

Modificaciones a la propuesta:

(.....)

Estos límites de Emisión de Corrientes Armónicas en el Punto de Conexión serán evaluados a nivel simulación considerando el aporte individual de cada instalación.

~~Posteriormente, a lo largo de su operación deberán realizar el monitoreo de las tensiones armónicas y cumplir con los límites establecidos en la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos.~~

Sustento:

En el Anexo 1 del PR-20 no debe estar la obligación de realizar el monitoreo de tensiones armónicas a lo largo de su operación. Esto corresponde a la NTCSE.

Opinión del COES

Sugerencia aceptada.

La Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE), dentro de su alcance incluye el control de calidad del servicio eléctrico en el aspecto de perturbaciones por tensiones armónicas.

En ese sentido, sugerimos aceptar la propuesta para modificar el numeral 2.6.4 del capítulo 2, del Anexo 1 del PR-20 prepublicado, en el siguiente sentido:

“(....)”

2.6.4 Niveles de Armónicos

Estos límites de Emisión de Corrientes Armónicas en el Punto de Conexión serán evaluados a nivel simulación considerando el aporte individual de cada instalación.

~~Posteriormente, a lo largo de su operación deberán realizar el monitoreo de las tensiones armónicas y cumplir con los límites establecidos en la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos”~~

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 de acuerdo con la sugerencia del COES en el presente comentario.

21.19 Comentario 19 (SR. ANDERSON SACAICO) Requisitos CGNC**Numeral 4.4.3 capítulo 4 anexo 1 propuesta PR-20**

Dice:

Las CGNC deben tener la capacidad de absorber e inyectar potencia reactiva en el punto correspondiente al lado de alta del transformador elevador, como

mínimo en toda la región indicada en la Figura 4.2. Esta exigencia es aplicable como mínimo en un rango de tensión de 0,95 a 1,05 p.u., en dicho punto.

Modificaciones a la propuesta:

Las CGNC deben tener la capacidad de absorber e inyectar potencia reactiva en el punto correspondiente al lado de alta del transformador elevador, como mínimo en toda la región indicada en la Figura 4.2. Esta exigencia es aplicable como mínimo en un rango de tensión de 0,95 a 1,05 p.u., en dicho punto. **Su cumplimiento será verificado en el Estudio de Operatividad del proyecto.**

Sustento:

Los gestores de proyectos dimensionan la capacidad de sus instalaciones (especialmente en centrales de generación solar y eólica) a condiciones de operación de un factor de potencia de 1, y cuando se les exige el cumplimiento no pueden cumplir, cumplen sobrecargando sus instalaciones o cumplen afectando la inyección de potencia activa. Por lo que se requiere precisar la descripción de este numeral.

Opinión del COES

Sugerencia parcialmente aceptada.

En la etapa de los estudios de Pre-Operatividad es común que los Gestores de Proyectos no hayan seleccionado la tecnología ni el fabricante de los equipos para cumplir con esta exigencia, pero expresan su cumplimiento con la presentación de equipamiento preliminar; en ese sentido, se considera suficiente para aceptar el cumplimiento. Para el estudio de operatividad este cumplimiento es obligatorio con el equipamiento definitivo, es decir no cabe espacio para cumplimiento parcial, condicional o restringido.

No se requiere modificación del párrafo de la propuesta.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 de acuerdo con la sugerencia del COES en el presente comentario.

21.20 Comentario 20 (SR. ANDERSON SACAICO) Requisitos CGNC

Numeral: 4.4.4 del capítulo 4, anexo 1 del PR-20

Dice:

En condiciones de operación en contingencia, ante un súbito desvío de la frecuencia, deberá tener la capacidad de contribuir con una energía activa almacenada equivalente a una inercia (H), según se detalla en la Tabla 2.5 del Capítulo 2. Para ello, debe contar con una infraestructura necesaria y un controlador adecuado para emular una inercia (inercia sintética),

contribuyendo como mínimo con el 10 % de su potencia nominal, durante un período mínimo de 5 segundos, retornando automáticamente a su condición inicial al regresar la frecuencia a su valor nominal, pudiendo emplearse para ello, volantes o sistemas de almacenamiento de energía u otros mecanismos que se establezcan en la operación.

Modificaciones a la propuesta:

En condiciones de operación en contingencia, ante un súbito desvío de la frecuencia, deberá tener la capacidad de contribuir con una energía activa almacenada equivalente a una inercia (H), según se detalla en la Tabla 2.5 del Capítulo 2. Para ello, debe contar con una infraestructura necesaria y un controlador adecuado para emular una inercia (inercia sintética), contribuyendo como mínimo con **el porcentaje de RPF asignado a las central de generación convencional ~~10 % de su potencia nominal~~**, durante un período mínimo de 5 segundos, retornando automáticamente a su condición inicial al regresar la frecuencia a su valor nominal, pudiendo emplearse para ello, volantes o sistemas de almacenamiento de energía u otros mecanismos que se establezcan en la operación.

Sustento:

Cuando hablamos de inercia sintética podemos decir que la respuesta inercial es rápida ante la variación de la frecuencia, por lo que lo más aconsejable es que las centrales RER cumplan por lo menos con el valor de RPF asignado, mas no con el porcentaje propuesto de 10% ya que incrementará fuertemente los costos de inversión de dichos proyectos.

Opinión del COES

Sugerencia parcialmente aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 7 de la SPR.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinergmin al Comentario 7 de la SPR.

21.21 Comentario 21 (SR. ANDERSON SACAICO) Subestaciones

Numeral 2.3.2 capítulo 5 anexo 1 propuesta PR-20

Dice:

En las configuraciones en anillo, solo se permitirá la conexión de un máximo de (06) circuitos. En caso se implemente menos circuitos, se deberá instalar los seccionadores necesarios para facilitar las ampliaciones, minimizando las interrupciones por las ampliaciones.

Modificaciones a la propuesta:

En las configuraciones en anillo, solo se permitirá la conexión de un máximo de **(08)** circuitos. En caso se implemente menos circuitos, se deberá instalar los seccionadores necesarios para facilitar las ampliaciones, minimizando las interrupciones por las ampliaciones.

Sustento:

La norma IEEE Std 605 2008 considera que la configuración de barras en anillo permite hasta 8 circuitos (Mejia y Villegas recomienda hasta 6 circuitos).

Opinión del COES

Sugerencia aceptada.

La norma IEEE Std 605 2008 considera que se puede tener hasta 8 circuitos conectados en la configuración en anillo.

En ese sentido, sugerimos aceptar la propuesta de modificar el numeral 2.3.2 del capítulo 2 del Anexo 1 del PR-20 prepublicado, en el siguiente sentido:

“ Criterios para Otras Configuraciones de Barras

(...)

- *En las configuraciones en anillo, solo se permitirá la conexión de un máximo de **seis ocho (06 08)** circuitos. En caso se implemente menos circuitos, se deberá instalar los seccionadores necesarios para facilitar las ampliaciones, minimizando las interrupciones por las ampliaciones.*

(...)

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 de acuerdo con la sugerencia del COES en el presente comentario.

21.22 Comentario 22 (SR. ANDERSON SACAICO) Subestaciones

Dice:

Cada unidad transformadora del STTN y del STTR deben equiparse con un sistema contra explosión y prevención de incendio, que actúe ante la gradiente de súbita presión mediante rotura de membrana e inyección de nitrógeno y, un sistema de recuperación de aceite (mediante bombeo) en caso de derrame. Asimismo, se debe prever la instalación de muros cortafuego a fin de aislar las unidades de transformación en caso de accidente.

Modificaciones a la propuesta:

Cada unidad transformadora del STTN y del STTR deben equiparse con un sistema contra explosión y prevención de incendio, ~~que actúe ante la~~

~~gradiente de súbita presión mediante rotura de membrana e inyección de nitrógeno y~~, un sistema de recuperación de aceite (mediante bombeo) en caso de derrame. Asimismo, se debe prever la instalación de muros cortafuego a fin de aislar las unidades de transformación en caso de accidente.

Sustento:

Se limita solo a la inyección de nitrógeno, no permitiendo otras tecnologías. En procedimiento solo debería solicitar el sistema contra explosión y prevención de incendio.

Opinión del COES

Sugerencia aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 77 de REP

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 de acuerdo con la sugerencia del COES en el presente comentario.

21.23 Comentario 23 (SR. ANDERSON SACAICO) Subestaciones

Literal c) del inciso 9 del numeral 5.6.2 del Capítulo 5, del Anexo 1

Dice:

c) Reactores conectados en derivación (de barra o línea), con tensión mayor o igual a 100 kV. Adicionalmente, para los interruptores en 500 kV se deberá incluir en el diseño del interruptor capacitancias conectadas en paralelo con las cámaras de interrupción.

Modificaciones a la propuesta:

*Reactores conectados en derivación (de barra o línea), con tensión mayor o igual a 100 kV. **Adicionalmente, en donde para el diseño de los interruptores, adicionalmente, se debe utilizar la norma IEC 62271-110 (Ref. [43]). Asimismo, para el control de los niveles de tensión transitoria de restablecimiento (TRV), se debe considerar las recomendaciones de las normas IEC/TR 62271-306 (Ref. [44]) e IEEE Std C37.015 (Ref. [45])***~~para los interruptores en 500 kV se deberá incluir en el diseño del interruptor capacitancias conectadas en paralelo con las cámaras de interrupción~~

Sustento:

Se precisa el uso de las Normas Internacionales para el uso de los interruptores, sobre todo en la aplicación a los reactores.

Opinión del COES

Sugerencia aceptada.

El diseño del interruptor de los reactores debe basarse en normas internacionales. En ese sentido se sugiere modificar el literal c) del inciso 9 del numeral 5.6.2 del capítulo 5 del Anexo 1 del PR-20 prepublicado, en el siguiente sentido:

“(…)

“5.6.2 INTERRUPTORES

(…)

9 Los interruptores de los siguientes equipos deben ser unipolares y contar necesariamente con un dispositivo de sincronización de maniobra (mando sincronizado):

(…)

c) Reactores conectados en derivación (de barra o línea), con tensión mayor o igual a 100 kV. **Adicionalmente, en donde para el diseño de los interruptores adicionalmente se debe cumplir la norma IEC-62271-110 (Ref. [43]). Asimismo, para el control de los niveles de tensión transitoria de restablecimiento (TRV), se deberá considerar las recomendaciones de las normas IEC/TR 62271-306 (Ref. [43]) e IEEE Std C37.015 (Ref. [45]). para los interruptores en 500 kV se deberá incluir en el diseño del interruptor capacitancias conectadas en paralelo con las cámaras de interrupción.**

(…)”

Asimismo, en los Estándares y Normas Técnicas del PR-20, se incluyen las referencias de las normas antes citadas:

[43] IEC-62271-110 High-Voltage Switchgear and Controlgear - Part 110: Inductive Load Switching

[44] IEC/TR 62271-306 High-Voltage Switchgear and Controlgear – Part 306: Guide to IEC 62271-100, IEC 62271-1 and other IEC standards related to alternating current circuit-breakers

[45] IEEE Std C37.015 Guide for the Application of Shunt Reactor Switching

(…)”

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 de acuerdo con la sugerencia del COES en el presente comentario.

21.24 Comentario 24 (SR. ANDERSON SACAICO) Subestaciones

Inciso 11 del numeral 5.6.7 del Capítulo 5, del Anexo 1

Dice:

Cada unidad transformadora debe equiparse con un sistema contra explosión y prevención de incendio, que actúe ante la gradiente de súbita presión mediante rotura de membrana e inyección de nitrógeno y, un sistema de recuperación de aceite (mediante bombeo) en caso de derrame. Asimismo, debe considerar la instalación de muros cortafuego a fin de aislar las unidades transformadoras en caso de accidente

Modificaciones a la propuesta:

Cada unidad transformadora debe equiparse con un sistema contra explosión y prevención de incendio, ~~que actúe ante la gradiente de súbita presión mediante rotura de membrana e inyección de nitrógeno y~~, un sistema de recuperación de aceite (mediante bombeo) en caso de derrame. Asimismo, debe considerar la instalación de muros cortafuego a fin de aislar las unidades transformadoras en caso de accidente

Sustento:

Se limita solo a la inyección de nitrógeno, no permitiendo otras tecnologías. En procedimiento solo debería solicitar el sistema contra explosión y prevención de incendio.

Opinión del COES

Sugerencia aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 77 de REP.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinergmin al Comentario 77 de REP. Por lo tanto, corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 de acuerdo con la sugerencia del COES en el presente comentario.

21.25 Comentario 25 (SR. ANDERSON SACAICO) Protecciones

Inciso 1 del numeral 6.4.2 del Capítulo 6, del Anexo 1

Dice:

(...)

Debe contar con un umbral alto de corriente diferencial con disparo directo y sin bloqueo de segundo y quinto armónico.

Para evitar sobrecalentamiento por corrientes parásitas originadas por la variación simultánea de frecuencias y tensiones, la protección diferencial debe contar con la función de protección de sobreexcitación 24.

Para los transformadores grandes, además se debe contar con la función diferencial de secuencia negativa para las fallas entre espiras.

Modificaciones a la propuesta:

(...)

Debe contar con un umbral alto de corriente diferencial con disparo directo y sin bloqueo de segundo y quinto armónico.

Para evitar sobrecalentamiento por corrientes parásitas originadas por la variación simultánea de frecuencias y tensiones, la protección diferencial debe contar con la función de protección de sobreexcitación 24.

~~Para los transformadores grandes, además se debe contar con la función diferencial de secuencia negativa para las fallas entre espiras.~~

Sustento:

Ya se cuenta con la protección Buchholz para la detección de fallas entre espiras, asimismo, no todos los fabricantes tienen la opción de función diferencial de secuencia negativa.

Opinión del COES

Sugerencia aceptada.

Nos encontramos de acuerdo con la sugerencia propuesta, teniendo en cuenta que los transformadores cuentan con sus protecciones propias que permiten detectar las fallas entre espiras, asimismo no todos los fabricantes de relés cuentan con esta función.

“(…)

6.4.2 PROTECCIONES ELÉCTRICAS

(...)

1. Protección Diferencial Total (87T, 87TN, 24)

(...)

Debe contar con un umbral alto de corriente diferencial con disparo directo y sin bloqueo de segundo y quinto armónico.

Para evitar sobrecalentamiento por corrientes parásitas originadas por la variación simultánea de frecuencias y tensiones, la protección diferencial debe contar con la función de protección de sobreexcitación 24.

~~Para los transformadores grandes, además se debe contar con la función diferencial de secuencia negativa para las fallas entre espiras.~~

(...)”

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-20 de acuerdo con la sugerencia del COES en el presente comentario.

21.26 Comentario 26 (SR. ANDERSON SACAICO) Protecciones

Inciso2 del numeral 6.5 del Capítulo 6, del Anexo I

Dice:

(...)

Para los niveles de tensiones de 220 kV y 500 kV deberán ser del tipo no centralizado y para niveles de tensión de 138 kV puede ser del tipo centralizado.

(...)

Modificaciones a la propuesta:

(...)

*Para los niveles de tensiones de 220 kV y 500 kV deberán ser del tipo no centralizado y para niveles de tensión de 138 kV puede ser del tipo centralizado. **En el caso de subestaciones GIS podrá utilizarse del tipo centralizado***

(...)

Sustento:

El tipo no centralizado se utiliza principalmente en subestaciones AIS, en las cuales, por el tamaño de la subestación, las unidades de bahía de la protección diferencial se encuentran en las casetas de campo. En subestaciones GIS al ser compactas no amerita tener una protección diferencia distribuida, ya que generalmente todo está en un solo tablero.

Opinión del COES

Sugerencia aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 33 de REP.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinergmin al Comentario 33 de REP.

21.27 Comentario 27 (SR. ANDERSON SACAICO) Procedimental

Ítem 2 del numeral 9.13

Dice:

...

2. Cuando el proyecto no se conecte al Sistema hasta el año siguiente al año aprobado en el Certificado de Conformidad del EPO para su conexión, salvo que el Gestor del Proyecto haya obtenido el Certificado de Conformidad del EO dentro de dicho periodo o que el Gestor del Proyecto haya iniciado el trámite para obtener tal certificado dentro de dicho periodo y lo obtenga. En estos casos, la vigencia del Certificado de Conformidad del EPO se extiende por la misma vigencia del Certificado de Conformidad del EO.

...

Modificaciones a la propuesta:

...

2. Cuando el proyecto no se conecte al Sistema hasta el año siguiente al año aprobado en el Certificado de Conformidad del EPO para su conexión, salvo que el Gestor del Proyecto haya obtenido el Certificado de Conformidad del EO dentro de dicho periodo o que el Gestor del Proyecto haya iniciado el trámite para obtener tal certificado dentro de dicho periodo y lo obtenga. En estos casos, la vigencia del Certificado de Conformidad del EPO se extiende por la misma vigencia del Certificado de Conformidad del EO. **Lo indicado también aplica cuando el proyecto se conecta al SEIN por etapas, es decir para cada etapa.**

...

Sustento:

Si bien en el EPO se puede gestionar por etapas, en el proceso de EOs, cada etapa debe contener su propio EO, y para lo cual deben contar con el certificado de conformidad de EPO vigente.

Opinión del COES

Sugerencia aceptada.

Ver opinión del COES al Comentario 6 de ENGIE.

Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis de Osinerghmin al Comentario 6 de ENGIE.

Anexo 2

COES SINAC	PROCEDIMIENTO TÉCNICO DEL COMITÉ DE OPERACIÓN ECONÓMICA DEL SEIN	PR-20
INGRESO, MODIFICACIÓN Y RETIRO DE INSTALACIONES EN EL SEIN		
▪ Aprobado mediante Resolución OSINERGMIN N° XXX-2024-OS/CD, publicada XX de setiembre de 2024.		

1. OBJETIVO

Determinar los requisitos y procesos a seguir para la integración, modificación o retiro de instalaciones eléctricas del SEIN, así como establecer las condiciones para la aprobación del inicio, suspensión o conclusión de Operación Comercial de unidades o centrales de generación.

En todos los casos, los requisitos establecidos se orientan a evitar cualquier impacto negativo sobre la confiabilidad y calidad de las operaciones del SEIN.

2. ALCANCES

El presente procedimiento es aplicable a:

- 2.1** Los Sistemas Transmisión cuyas instalaciones se encuentran comprendidas hasta el límite donde se inician las instalaciones que sirven en forma exclusiva a los Usuarios Libres y/o de las Empresas de Distribución.
- 2.2** Las Centrales de Generación que se conecten a las instalaciones de los Sistemas de Transmisión indicados en el numeral 2.1.
- 2.3** La demanda de Usuarios Libres que se conecte a las instalaciones de los Sistemas de Transmisión indicados en el numeral 2.1. Asimismo, aplica a los incrementos relevantes, a criterio sustentado del COES, de demanda existente de Usuarios Libres conectados a las instalaciones de los Sistemas de Transmisión indicados en el numeral 2.1.
- 2.4** Las Centrales de Generación y demanda de Usuarios Libres, con potencia igual o mayor a 20 MW, que se conecten en puntos distintos a los señalados en el numeral 2.1; cuando lo determine el COES, conforme a lo dispuesto en los numerales 9.4 y 10.4 del presente procedimiento.
- 2.5** Las Centrales de Generación provenientes de procesos de licitación derivados de la aplicación del Decreto Legislativo N° 1002 o la norma que lo reemplace, cuya potencia sea menor a 20 MW, que se conecten en puntos distintos a los señalados en el numeral 2.1; solo deberán gestionar ante el COES la obtención de la Conformidad de Inicio de Operación

Comercial, debiendo seguir, para tal efecto, el proceso dispuesto en el numeral 12 del presente procedimiento. Asimismo, las coordinaciones y autorizaciones que requieran previamente para la conexión deberán realizarlas directamente con el titular del punto de conexión.

- 2.6** Las instalaciones de los Sistemas Complementarios de Transmisión (SCT) del Distribuidor, cuando lo determine el COES, conforme a lo dispuesto en el numeral 10.3 del presente procedimiento.

Las nuevas instalaciones eléctricas que se conecten a instalaciones que se encuentren fuera del alcance del presente procedimiento, realizarán las coordinaciones y autorizaciones para la conexión directamente con los titulares de dichas instalaciones. Para este efecto, presentarán al titular del Punto de Conexión la información y estudios indicados en los Anexos 2 y 3 del presente procedimiento, y cumplirán los criterios de diseño establecidos en el Anexo 1.

3. BASE LEGAL

El presente procedimiento se rige por las siguientes disposiciones legales y sus respectivas normas concordantes, modificatorias y sustitutorias:

- 3.1** Ley N° 28832, "Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica".
- 3.2** Decreto Ley N° 25844, "Ley de Concesiones Eléctricas".
- 3.3** Decreto Legislativo N° 1002, "Decreto Legislativo de Promoción de la Inversión para la Generación de Electricidad con el Uso de Energías Renovables".
- 3.4** Decreto Supremo N° 009-93-EM que aprueba el "Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas".
- 3.5** Decreto Supremo N° 027-2008-EM que aprueba el "Reglamento del Comité de Operación Económica del Sistema".
- 3.6** Decreto Supremo N° 027-2007-EM que aprueba el "Reglamento de Transmisión".
- 3.7** Resolución Ministerial N° 129-2009-MEM-DM, "Criterios y Metodología para la elaboración del Plan de Transmisión".
- 3.8** Decreto Supremo N° 012-2011-EM, que aprueba el "Reglamento de la Generación de Electricidad con Energías Renovables".
- 3.9** Decreto Supremo N° 020-97-EM que aprueba la "Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos" (NTCSE).

- 3.10** Resolución Directoral N° 014-2005-EM/DGE que aprueba la “Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados” (NTCOTR).
- 3.11** Resolución Directoral N° 243-2012-EM/DGE que aprueba la “Norma Técnica para el Intercambio de Información en Tiempo Real para la Operación del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN)” (NTIITR).
- 3.12** Código Nacional de Electricidad Suministro (CNE Suministro).
- 3.13** Código Nacional de Electricidad Utilización (CNE Utilización).

4. ESTÁNDARES Y ESPECIFICACIONES TÉCNICAS

Los estándares y especificaciones técnicas establecidos en el Anexo 1, son de aplicación obligatoria para los Agentes.

5. PRODUCTOS

Los siguientes constituyen productos de este procedimiento:

- 5.1** Certificado de Conformidad del Estudio de Pre-Operatividad.
- 5.2** Certificado de Conformidad del Estudio de Operatividad.
- 5.3** Conformidad de Integración al SEIN.
- 5.4** Conformidad de inicio de Operación Comercial de unidades o centrales de generación.
- 5.5** Conformidad de la conclusión de Operación Comercial de unidades o centrales de generación.
- 5.6** Conformidad de retiro de instalaciones del SEIN.

6. DEFINICIONES Y ABREVIATURAS

Para efectos del presente procedimiento, las definiciones de los términos en singular o plural que estén contenidos en éste, inicien con mayúscula, y no tengan una definición propia en el mismo, serán aquellas contenidas para tales términos en el “Glosario de Abreviaturas y Definiciones utilizadas en los Procedimientos Técnicos del COES-SINAC”, aprobado mediante Resolución Ministerial N° 143-2001-EM/VME o la norma que lo sustituya; y en su defecto, serán aquellas definiciones contenidas en las normas citadas en la Base Legal.

En todos los casos cuando en el presente procedimiento se citen normas, procedimientos técnicos o cualquier dispositivo legal, se entenderá que incluyen todas sus normas concordantes, modificatorias y sustitutorias.

En el presente procedimiento los siguientes términos están definidos de la siguiente manera:

- 6.1** Central de Generación Convencional (CGC): Central de generación hidroeléctrica, termoeléctrica, geotérmica y toda aquella cuya tecnología emplee un generador síncrono conectado directamente o mediante un transformador de potencia al SEIN.
- 6.2** Central de Generación No Convencional (CGNC): Central de generación eólica, solar, fotovoltaica y toda aquella cuya tecnología no emplee un generador síncrono conectado directamente o mediante un transformador de potencia al SEIN.
- 6.3** Conformidad de Conclusión de Operación Comercial: Es el documento emitido por el COES que acredita la Conclusión de Operación Comercial de una unidad o una central de generación.
- 6.4** Conformidad de Inicio de Operación Comercial: Es el documento emitido por el COES dirigido a la empresa titular de la unidad o central de generación, con el cual acredita la fecha de Inicio de la Operación Comercial.
- 6.5** Conformidad de Integración de Instalaciones al SEIN: Es el documento emitido por el COES dirigido al Titular de la Instalación, con el cual acredita la fecha de Integración de la Instalación al SEIN.
- 6.6** Conformidad de Retiro de Instalaciones del SEIN: Es el documento emitido por el COES dirigido al Titular de la Instalación, con el cual acredita el retiro de la instalación del SEIN.
- 6.7** Certificado de Conformidad: Es el documento emitido por el COES, dirigido al Gestor del Proyecto, a través del cual da su conformidad técnica a los Estudios de Pre Operatividad y/u Operatividad presentados.
- 6.8** Estudio de Pre Operatividad (EPO): Estudio que determina y evalúa el impacto de una nueva instalación en la operación del SEIN, en la capacidad del Sistema de Transmisión, así como en la fiabilidad y calidad de las operaciones. El horizonte de análisis es determinado por el COES en relación con la magnitud de la nueva instalación.
- 6.9** Estudio de Operatividad (EO): Es el documento presentado por el Gestor del Proyecto para obtener la conformidad técnica del COES, y realizar la posterior conexión de las instalaciones al SEIN, debiendo cumplir todos los requisitos establecidos en el presente procedimiento.
- 6.10** Esquema Especial de Protección: Es un conjunto de elementos de control y/o protección que sirven para detectar y controlar de manera automática condiciones anormales de operación a fin de prevenir la propagación de perturbaciones severas en el sistema eléctrico. Según el uso, este esquema estará conformado por relés de monitoreo y/o relés de control con sus respectivas lógicas, y los medios de comunicación.

- 6.11** Ficha Técnica: Información sobre las características técnicas de las instalaciones implementadas o modificadas, proporcionada por sus titulares, cuya veracidad es responsabilidad de estos.
- 6.12** Gestor del Proyecto: Persona natural o jurídica que presenta y gestiona ante el COES, el EPO y EO de un proyecto de instalación eléctrica.
- 6.13** Potencia Nominal de una Central de Generación: Es la suma de las potencias activas nominales de las unidades de generación que la conforman. Entiéndase por potencia activa nominal de una Unidad de Generación a la menor potencia de las especificadas en las placas de características de los grupos motor, turbina o alternador instalados en serie.

En el caso de centrales solares fotovoltaicas será la suma de las potencias activas de salida en corriente alterna especificadas en las placas características de los inversores/rectificadores instalados en serie de los circuitos que conforman la central o la suma de las potencias activas especificadas en las placas características de los módulos fotovoltaicos que conforman la central. Considerando el nivel más alto de potencia activa que la central solar fotovoltaica está diseñada para proporcionar de forma continua.

- 6.14** Protecciones Coordinables: Funciones de protección que, además de proteger a un equipo o instalación, detectan fallas en otros equipos o instalaciones.
- 6.15** Protecciones No Coordinables: Funciones de protección que protegen a un equipo o instalación y no detectan fallas en otros equipos o instalaciones.
- 6.16** Pruebas de Puesta en Servicio: Pruebas realizadas a los equipos de instalaciones nuevas o modificadas, luego de implementadas y conectadas eléctricamente al SEIN.
- 6.17** Pruebas en Blanco: Pruebas realizadas a los equipos de nuevas instalaciones o modificaciones, antes de su conexión eléctrica al SEIN. Incluyen pruebas en fábrica y pruebas en sitio.
- 6.18** Punto de Conexión: Es la instalación de transmisión en la cual se prevé conectar al SEIN, las instalaciones propuestas por el Gestor del Proyecto.
- 6.19** Sistema de Transmisión Local (STL): Sistema conformado por instalaciones de Transmisión en 500, 220, 138 y 60 kV de tensión nominal, que conectan las cargas o las centrales de generación al SEIN.
- 6.20** Titular de la Instalación: Generador, Transmisor, Distribuidor, Gran Usuario, Usuario Libre, o la persona natural o jurídica que realiza actividades

eléctricas sin título habilitante por no requerirlo conforme a la normativa vigente.

- 6.21** Tercero Involucrado: Generador, Transmisor, Distribuidor, Gran Usuario, Usuario Libre, el titular de un Certificado de Conformidad de Pre-Operatividad u Operatividad vigente, o la persona natural o jurídica que desarrolla actividades eléctricas sin título habilitante por no requerirlo conforme a la normativa vigente, cuyos proyectos o instalaciones están asociadas directamente al Punto de Conexión

7. COMPUTO DE PLAZOS

Los plazos señalados en días hábiles en el presente procedimiento serán contados desde el día siguiente de la recepción de la comunicación.

Los plazos señalados por meses en el presente procedimiento se cumplen en el mes del vencimiento y en el día de éste correspondiente a la fecha de recepción de la comunicación. Si en el mes de vencimiento falta tal día (29, 30 ó 31), el plazo se cumple el último día de dicho mes.

8. OBLIGACIONES

8.1 Del COES:

1. Verificar el cumplimiento de los requisitos establecidos por el presente procedimiento y, en los casos que corresponda, otorgar las conformidades a las que se refiere el numeral 5 del presente procedimiento.
2. Asignar códigos operativos a las nuevas instalaciones del Sistema de Transmisión (Instalaciones referidas en el Capítulo 1 del Anexo 1 y verificación de nomenclatura de subestaciones).
3. Publicar en el portal de internet del COES:
 - a) La lista de instalaciones de transmisión indicando la categoría asignada (STTN, STTR y STL).
 - b) La lista de los EPO y EO que se encuentran en trámite y la etapa en la que se encuentran.
 - c) Resumen ejecutivo de los EPO y EO aprobados.
 - d) La lista de las instalaciones de generación que han recibido conformidad de inicio de Operación Comercial, suspensión o conclusión de esta, en los últimos 24 meses.
 - e) La lista de instalaciones que han recibido conformidad de integración y de retiro del SEIN en los últimos 24 meses.

- f) Los informes de homologación resultantes de las pruebas indicadas en el Anexo 5 del presente procedimiento.
 - g) El modelo eléctrico del SEIN para la elaboración de los estudios eléctricos del EPO y EO, en el software establecido por el COES.
 - h) La lista de los EPO y EO que concluyeron su vigencia, indicando el motivo.
4. Remitir al OSINERGMIN, al concluir cada proceso, copia digital de los EPO y EO aprobados incluido sus actualizaciones; así como los EPO y EO desaprobados. También, se remitirán las comunicaciones emitidas entre el COES con el Gestor del Proyecto, Ministerio de Energía y Minas y los Terceros Involucrados durante el proceso de revisiones, y hasta su aprobación final. Además, se deberán consignar los informes técnicos emitidos por las partes involucradas, que surjan como parte del proceso de revisión de los EPOs y EOs.
 5. Informar al OSINERGMIN las decisiones que den conformidad a los productos señalados en el numeral 5 del presente procedimiento.
 6. El COES pondrá en conocimiento de los Terceros Involucrados u otros posibles afectados en la zona de influencia del proyecto, el EPO y el EO presentado por el Gestor del Proyecto, la absolución de observaciones que presente el Gestor del Proyecto, así como la decisión final del COES.
 7. Determinar la pertinencia de las observaciones de los Terceros Involucrados u otros posibles afectados en la zona de influencia del proyecto presentadas dentro de los plazos establecidos, que no hubieran sido levantadas por el Gestor del Proyecto, al momento de emitir la decisión final en la que resuelva el otorgamiento del Certificado de Conformidad del EPO o EO.

8.2 De los Titulares de Instalaciones y/o Gestores de Proyectos

1. Diseñar y ejecutar sus instalaciones y las modificaciones de éstas, cumpliendo los requisitos mínimos establecidos en el Anexo 1.
2. Cumplir los requerimientos adicionales de diseño o equipamiento que sean exigidos por el COES por razones de seguridad, estabilidad y/o confiabilidad del SEIN.
3. Cumplir con los requisitos establecidos por el presente procedimiento y la normativa aplicable.
4. Definir e informar al COES los ajustes de las Protecciones No Coordinables de sus instalaciones y proponer al COES los ajustes de las Protecciones Coordinables.

5. Identificar a los Terceros Involucrados, al inicio de los procesos de EPO y EO, sin perjuicio de que el COES puede identificar otros Terceros Involucrados u otros posibles afectados en la zona de influencia del proyecto, en el marco del proceso de revisión de los estudios.
6. Informar al COES sobre la ocurrencia de las causales previstas en el presente procedimiento para la conclusión del Certificado de Conformidad del EPO.
7. Informar al COES sobre cualquier situación que provoque la indisponibilidad de sus instalaciones a que se refiere el numeral 13.3 del presente procedimiento, incluyendo las solicitudes de fuerza mayor que sean presentadas al OSINERGMIN.
8. Informar al COES sobre el inicio de un procedimiento de renuncia o de caducidad de la concesión o cancelación de la autorización de cualquiera de sus instalaciones conectadas al SEIN, apenas tome conocimiento de cualquiera de tales supuestos.
9. Presentar al COES toda precisión o información complementaria que le sea requerida por dicha entidad, para el cumplimiento de sus obligaciones previstas en el presente procedimiento.
10. En casos de proyectos de ampliación de instalaciones de transmisión existentes, asumir los costos que corresponda, según lo establecido en el Artículo 33 de la LCE⁸.
11. Coordinar la programación de las Pruebas de Puesta en Servicio en el programa de operación correspondiente, según los Procedimientos Técnicos N° 01 "Programación de la Operación de Corto Plazo" y N° 12 "Programación de Intervenciones por Mantenimiento y por Otras Actividades en Equipos del SEIN".
12. Presentar los estudios eléctricos del EPO y EO, en el software establecido por el COES.
13. En los casos de unidades o centrales de generación mayores o iguales a 50 MW, que operen conectadas al SEIN, contar con Operación Comercial en el COES.

8.3 De los Terceros involucrados

1. Revisar los EPO y EO que el COES ponga a su disposición.
2. Remitir sus comentarios y/u observaciones respecto a los EPO y EO dentro de los plazos establecidos en el presente procedimiento. El traslado de

⁸ Artículo 33 de la LCE: Los concesionarios de transmisión están obligados a permitir la utilización de sus sistemas por parte de terceros, quienes deberán asumir los costos de ampliación a realizarse en caso necesario, y las compensaciones por el uso, de acuerdo a lo dispuesto en el Reglamento de la Ley.

las observaciones formuladas por los Terceros Involucrados al Gestor del Proyecto no implica que estas cuenten con la conformidad del COES, pudiendo ser desestimadas por este último en el procedimiento de Conformidad del EPO o EO, según corresponda.

9. PROCEDIMIENTO PARA LA CONFORMIDAD DEL ESTUDIO DE PRE-OPERATIVIDAD

9.1 Finalidad del procedimiento para la obtención del Certificado de Conformidad del EPO

El proceso para la obtención del Certificado de Conformidad del EPO tiene por finalidad que la conexión de nuevas instalaciones, así como la reubicación y/o modificación de las instalaciones existentes, comprendidas dentro del alcance del presente procedimiento, no causen impacto negativo a la calidad, confiabilidad, seguridad y operación del SEIN ni perjudiquen su expansión.

9.2 Obligatoriedad de tramitar la Conformidad del EPO

La obtención de la Conformidad del EPO es obligatoria para la conexión de nuevas instalaciones al SEIN, así como para la reubicación y/o modificación de las instalaciones existentes, comprendidas dentro del alcance del presente procedimiento.

Quedan exceptuados de esta obligación:

1. Los proyectos del Plan de Transmisión que cuenten con un EPO vigente elaborado por el COES, incluido en su anteproyecto.
2. Los proyectos en los que el COES determine que no es necesaria la obtención de la Conformidad del EPO, conforme a lo dispuesto en los numerales 9.3 y 9.4 del presente procedimiento.

9.3 Necesidad de la obtención de la Conformidad del EPO por modificación de instalaciones existentes

En el caso de modificación de instalaciones existentes que impliquen cambios en la configuración de la red o cambios en la capacidad de generación, capacidad de transmisión, o en los niveles de cortocircuito de las redes, el COES determinará la necesidad de obtener la Conformidad del EPO, para cada caso concreto.

Para tal fin, el Gestor del Proyecto deberá solicitar al COES dicha definición, para lo cual remitirá la siguiente información: descripción de la modificación, diagrama unifilar, características técnicas y cronograma de ejecución del proyecto.

El COES absolverá la solicitud en un plazo de diez (10) días hábiles, salvo que la información remitida haya sido insuficiente.

9.4 Necesidad de la obtención de la Conformidad del EPO en caso de Centrales de Generación y demanda de Usuarios Libres, iguales o mayores a 20 MW, que se conecten en puntos distintos a los señalados en el numeral 2.1 del presente procedimiento

En caso de Centrales de Generación y demanda de Usuarios Libres, iguales o mayores a 20 MW, que se conecten en puntos distintos a los señalados en el numeral 2.1 del presente procedimiento, el COES determinará la necesidad de obtener la Conformidad del EPO, en cada caso concreto.

Para tal fin, el Gestor del Proyecto deberá solicitar al COES dicha definición, para lo cual remitirá la siguiente información: Punto de Conexión, diagrama unifilar, ubicación geográfica, características técnicas y año de ingreso del proyecto.

El COES absolverá la solicitud en un plazo de diez (10) días hábiles, salvo que la información remitida haya sido insuficiente.

9.5 Alcance del EPO

Los documentos y estudios eléctricos señalados en el Anexo 2 del presente procedimiento son requeridos por el EPO dependiendo del tipo de instalaciones del proyecto.

Previo a la presentación del EPO, el Gestor del Proyecto solicitará al COES la definición de su alcance, remitiendo, para tal efecto, la siguiente información: Punto de Conexión, diagrama unifilar, ubicación geográfica, características técnicas, año de ingreso y cronograma de ejecución del proyecto.

Para el caso de proyectos de interconexión internacional, adicionalmente se deberá contar con el marco legal vigente que viabilice los intercambios internacionales de electricidad, conformado por los acuerdos bilaterales de gobierno a gobierno o en el marco de acuerdos multilaterales.

El COES definirá el alcance del EPO en un plazo de diez (10) días hábiles, salvo que la información remitida haya sido incompleta o insuficiente.

El alcance del EPO incluirá, entre otros, la información correspondiente a los proyectos con EPO aprobado y/o trámite en curso, ubicados en la zona de influencia del Proyecto, así como las contingencias mínimas a ser consideradas en el estudio.

El documento de alcances del EPO tendrá una validez de seis (06) meses, tiempo en que el Gestor del Proyecto deberá presentar el EPO. En proyectos cuya complejidad técnica lo amerite, el COES podrá establecer un plazo de validez mayor, a solicitud del Gestor del Proyecto, expresado en su carta de

solicitud de alcances. El plazo de validez establecido en el documento de alcances del EPO es improrrogable. Los proyectos e instalaciones indicados en el inciso 3 del numeral 9.6 que surjan con posterioridad a la emisión del documento del alcance hasta la presentación del EPO, no serán considerados en los análisis eléctricos del estudio, siempre que el EPO haya sido presentado dentro del periodo de validez del documento de alcance.

9.6 Requisitos para la presentación del EPO

El EPO será presentado en medio digital por el Gestor del Proyecto, debiendo cumplir los siguientes requisitos:

1. Cumplir con lo establecido en el presente procedimiento, así como con la información, requisitos y estudios especificados en el Anexo 2.
2. Cumplir con lo requerido por el COES en el documento de respuesta a la solicitud de definición de alcance del EPO.
3. Deberá tomar en cuenta las instalaciones del SEIN en servicio, las instalaciones con EPO o EO aprobado vigente, los Proyectos Vinculantes del Plan de Transmisión y sus actualizaciones aprobadas por el MINEM, las instalaciones previstas en el Plan de Inversiones en Transmisión y sus modificatorias aprobadas por OSINERGMIN, así como las ampliaciones de instalaciones de transmisión previstas en el marco de los contratos derivados de las normas de promoción de la inversión privada que sean informadas al COES y este al Gestor del Proyecto en el documento de alcances.
4. En caso de encontrarse en trámite en un mismo momento EPOs referidos a Centrales de Generación o de demanda, que se conectan en un mismo Punto de Conexión o dentro de una misma zona de influencia, cada EPO deberá incluir la evaluación del impacto conjunto de los demás proyectos.
5. En el caso de un proyecto que ingrese al SEIN por etapas, este podrá gestionarse en un solo EPO o en EPOs independientes para cada una de las etapas, que incluyan los estudios previstos en el Anexo 2 del presente procedimiento y el establecido por el COES en el alcance del EPO.

9.7 Medios de comunicación para coordinar la Conformidad del EPO

El Gestor del Proyecto y el COES podrán utilizar el correo electrónico u otros medios de comunicación para efectuar las coordinaciones que sean necesarias, durante todo el proceso de revisión del EPO. No obstante, las observaciones del COES y la subsanación de estas por el Gestor del Proyecto, deberán notificarse mediante carta u otro medio que sea aprobado por el COES.

9.8 Trámite para la obtención del Certificado de Conformidad del EPO

El trámite para la Conformidad del EPO, reflejado en el Flujograma N° 1 del presente procedimiento, se desarrolla siguiendo las etapas que se detallan a continuación:

1. Presentado el EPO, si este no contiene los documentos correspondientes al tipo de proyecto señalados en el Anexo 2 del presente procedimiento, el COES tiene un plazo de cinco (5) días hábiles para comunicarlo al Gestor del Proyecto, el cual tiene un plazo de cinco (5) días hábiles para subsanar la omisión. Vencido el plazo sin que el Gestor del Proyecto haya subsanado la omisión, el COES rechazará el EPO.
2. Cumplida la subsanación:
 - a. El COES tiene un plazo de cinco (5) días hábiles para ponerlo en conocimiento de los Terceros Involucrados y/o de aquellos determinados por el COES conforme al inciso 5 del numeral 8.2 del presente procedimiento, los cuales, una vez recibido el documento tienen un plazo de veinte (20) días hábiles para comunicar al COES sus observaciones.
 - b. El COES tiene un plazo de treinta (30) días hábiles para pronunciarse, aprobándolo, formulando observaciones o rechazándolo, según corresponda. Dicho plazo puede ser prorrogado hasta en diez (10) días hábiles, comunicándolo al Gestor del Proyecto.
3. En caso el COES formule observaciones al EPO, estas se remitirán al Gestor del Proyecto junto con todas las observaciones que hayan remitido los Terceros Involucrados y/o de aquellos determinados por el COES conforme al inciso 5 del numeral 8.2 del presente procedimiento. El Gestor del Proyecto tendrá un plazo máximo de tres (3) meses para absolverlas. Dicho plazo puede ser prorrogado hasta en diez (10) días hábiles, siempre que el Gestor del Proyecto comunique al COES la necesidad de prórroga antes del vencimiento del plazo original.
4. Recibida la absolución de observaciones por el Gestor del Proyecto:
 - a. El COES tiene un plazo de cinco (5) días hábiles para ponerla en conocimiento de los Terceros Involucrados Involucrados y/o de aquellos determinados por el COES conforme al inciso 5 del numeral 8.2 del presente procedimiento, los cuales tendrán un plazo de veinte (20) días hábiles para comunicar al COES sus observaciones.
 - b. El COES tiene treinta (30) días hábiles para pronunciarse sobre el EPO, aprobándolo, formulando observaciones o rechazándolo, según corresponda. Dicho plazo puede ser prorrogado hasta en diez (10) días hábiles, comunicándolo al Gestor del Proyecto.

5. En caso de subsistir observaciones o surgir observaciones nuevas de parte del COES, serán remitidas al Gestor del Proyecto junto con las observaciones de los Terceros Involucrados y/o de aquellos determinados por el COES conforme al inciso 5 del numeral 8.2 del presente procedimiento, si las hubiere y siempre que el COES las considere pertinentes. El Gestor del Proyecto cuenta con el plazo de tres (3) meses para absolverlas. Dicho plazo puede ser prorrogado hasta en diez (10) días hábiles, siempre que el Gestor del Proyecto comunique al COES la necesidad de prórroga antes del vencimiento del plazo original.
6. Recibida la absolución a las observaciones, el COES tiene un plazo de veinte (20) días hábiles para pronunciarse sobre el EPO, aprobándolo o desaprobándolo, según corresponda; con lo cual se dará por concluido el proceso.

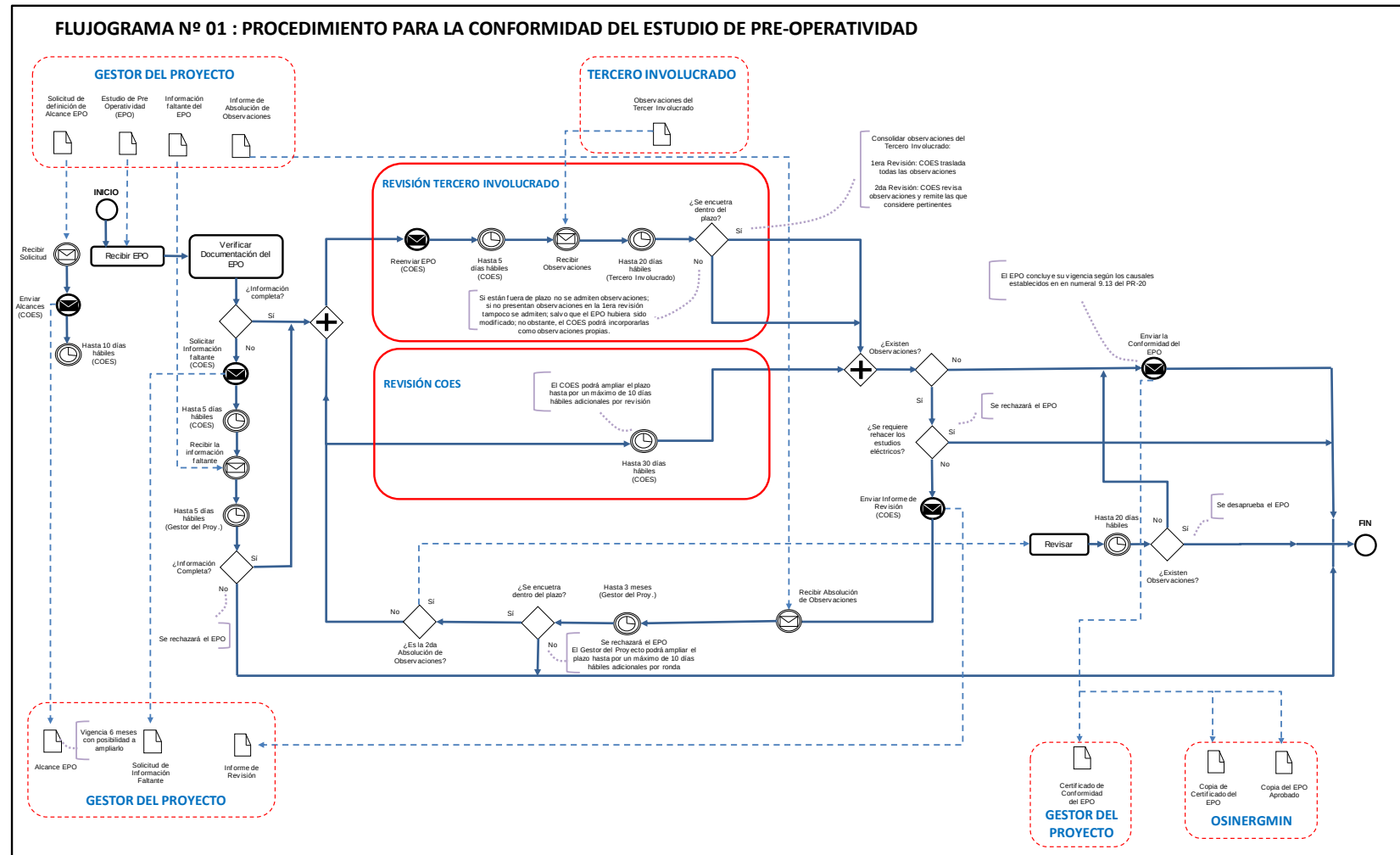
Para cualquiera de las etapas descritas, de no presentar el Gestor del Proyecto la absolución de observaciones en el plazo establecido, el COES rechazará el EPO.

Con cada absolución de observaciones, el Gestor del Proyecto debe presentar una versión actualizada y completa del EPO en versión electrónica. En caso de que el Gestor del Proyecto presente la absolución de observaciones en partes o fechas distintas, siempre que sea dentro del plazo, se computará el plazo para resolver del COES a partir de la última fecha de presentación.

En el caso que los Terceros Involucrados presenten observaciones fuera de los plazos establecidos, estas no serán admitidas por el COES.

En caso de que los Terceros Involucrados no presenten observaciones en la primera oportunidad que el COES les traslada el EPO, no podrán presentar observaciones en las etapas subsiguientes. Si los Terceros Involucrados presentaran observaciones en las etapas subsiguientes, éstas no serán admitidas por el COES, salvo que el EPO trasladado en la primera oportunidad hubiera sido modificado por el Gestor del Proyecto en el equipamiento y/o en las características técnicas del proyecto, que se aprueban con el Certificado de Conformidad del EPO, o en los análisis eléctricos realizados, en cuyo caso sí serán admitidas. En el caso que los Terceros Involucrados presenten observaciones fuera de la etapa prevista para ello, el COES podrá incorporarlas como observaciones propias, si lo considera pertinente.

Flujograma N° 01. Procedimiento para la Conformidad del EPO



9.9 Causales para rechazar el EPO

El COES rechazará el EPO en los siguientes supuestos:

1. Cuando el Gestor del Proyecto no presente en el EPO los documentos correspondientes al tipo de proyecto señalados en el Anexo 2, a pesar de que el COES le requirió la subsanación de esta omisión, conforme a lo señalado en el inciso 1 del numeral 9.8 del presente procedimiento.
2. Cuando el Gestor del Proyecto no absuelva las observaciones formuladas por el COES dentro de los plazos establecidos en el numeral 9.8 del presente procedimiento.
3. Cuando se requiera rehacer los estudios eléctricos que forman parte del EPO. Se incurre en este supuesto, entre otras causas, cuando se encuentren errores en los parámetros eléctricos de las instalaciones eléctricas del proyecto, que modifiquen las conclusiones de los estudios eléctricos.

El rechazo no impide que el Gestor del Proyecto pueda presentar nuevamente su EPO, en caso corresponda.

9.10 Desaprobación del EPO

El COES desaprobará el EPO cuando, al término del proceso de revisión establecido en el numeral 9.8 del presente procedimiento, el Gestor del Proyecto no haya absuelto satisfactoriamente todas las observaciones formuladas.

9.11 Incidente por observaciones relacionadas con la Capacidad Disponible o con la Capacidad de Conexión del Punto de Conexión

El Titular de la Instalación del Punto de Conexión se encuentra facultado para formular observaciones estrictamente técnicas relacionadas con el alcance del EPO, correspondiendo al COES evaluar tales observaciones en mérito a criterios técnicos.

Los incidentes relacionados con temas vinculados al acceso a las instalaciones de transmisión, Capacidad de Conexión o Capacidad Disponible definidas en el artículo 1 del Reglamento de Transmisión, no afectan la tramitación, plazos y aprobación de los EPO y se gestionan fuera del ámbito del presente procedimiento.

Así también, es responsabilidad del Gestor del Proyecto contar con la conformidad del Titular de las Instalaciones del Punto de Conexión o con el respectivo Mandato de Conexión emitido por el OSINERGMIN, antes de

efectuar la conexión de las nuevas instalaciones al SEIN, conforme está dispuesto en el numeral 4, del artículo 11.4.1. del presente procedimiento.

9.12 Alcances de la Conformidad del EPO

Mediante la Conformidad del EPO, se aprueba: (i) el Proyecto en un Punto de Conexión determinado; (ii) las instalaciones y el equipamiento del proyecto que se indique expresamente, y (iii) el año de conexión de las instalaciones del proyecto.

9.13 Conclusión de la vigencia del Certificado de Conformidad del EPO

La vigencia del Certificado de Conformidad del EPO concluye en cualquiera de los siguientes casos:

6. Cuando se advierta que el proyecto no se conectará en el Punto de Conexión aprobado en el EPO o cuando el Punto de Conexión aprobado en el EPO corresponde a una instalación futura que cuenta con EPO aprobado y este último pierde su vigencia.
7. Cuando el proyecto no se conecte al Sistema hasta el año siguiente al año aprobado en el Certificado de Conformidad del EPO para su conexión, salvo que el Gestor del Proyecto haya obtenido el Certificado de Conformidad del EO dentro de dicho periodo o que haya iniciado el trámite para obtener tal certificado dentro de dicho periodo y lo obtenga, incluso en fecha posterior a la vigencia del EPO. En estos casos, la vigencia del Certificado de Conformidad del EPO se extiende por la misma vigencia del Certificado de Conformidad del EO. Para aquellos proyectos que desarrollen su EO por etapas, la vigencia de la Conformidad del EPO se extenderá hasta la vigencia de la Conformidad del EO de la etapa final a conectarse al SEIN.
8. Cuando se adviertan cambios de las características técnicas en las instalaciones o equipamiento proyectados, considerados expresamente en el Certificado de Conformidad del EPO.

En caso el Gestor del Proyecto informe al COES de modificaciones, incrementos o cambio de especificaciones, que se produjeron con posterioridad en las instalaciones o equipamientos considerados en el Certificado de Conformidad del EPO, y sustente técnicamente que estos representan iguales o mejores prestaciones, respecto a lo aprobado en el EPO, el COES, de estimarlo pertinente, podrá dispensarlo de presentar un nuevo EPO, manteniéndose la vigencia del EPO aprobado. En dicho caso, el Gestor del Proyecto deberá presentar el EPO con las modificaciones aprobadas por el COES, conjuntamente con una

declaración jurada sobre las modificaciones incluidas en el Estudio respecto del original.

9. En el caso de Centrales de Generación o Sistemas de Transmisión, cuando hayan transcurrido más de cuarenta y ocho (48) meses desde la aprobación del EPO sin que el Gestor del Proyecto haya obtenido la certificación ambiental del proyecto, en caso este requiera para su ejecución un Estudio de Impacto Ambiental Detallado, de acuerdo con las normas de la materia; o, cuando hayan transcurrido más de treinta y seis (36) meses, desde la aprobación del EPO sin que el Gestor del Proyecto haya obtenido la certificación ambiental del proyecto, en caso este requiera para su ejecución una certificación ambiental distinta a un Estudio de Impacto Ambiental Detallado.
10. Cuando se haya modificado o se advierta una condición del Sistema o futura modificación de las características técnicas del Punto de Conexión aprobado en el EPO, y que el COES determine, que esto hace inviable técnicamente la conexión del proyecto.

El COES declarará la conclusión de la vigencia de la Conformidad del EPO por las causales establecidas en el presente numeral.

Para tal efecto, el COES requerirá al Gestor del Proyecto, información a fin de evaluar la configuración de las causales de conclusión de vigencia del Certificado de Conformidad del EPO antes descritas. El Gestor del Proyecto deberá entregar la información solicitada por el COES en un plazo no mayor a diez (10) días hábiles. Recibida la información, el COES tiene un plazo de diez (10) días hábiles para pronunciarse sobre la vigencia del Certificado de Conformidad del EPO. Para la causal del inciso 5, se incluirá en la solicitud de información al titular del Punto de Conexión.

Asimismo, en caso de que el Gestor del Proyecto no remita la información solicitada dentro del plazo señalado en el párrafo precedente, el COES declarará la conclusión de la vigencia de la Conformidad del EPO. Para la causal del inciso 5, el COES solicitará la información necesaria al titular del Punto de Conexión.

El Gestor de un Proyecto que cuente con un EPO vigente, está habilitado a presentar un nuevo EPO por el mismo proyecto por una única vez sin que el EPO original pierda su vigencia. En este caso, el EPO original mantendrá su vigencia por el periodo previsto en su certificado de aprobación, o esta caducará cuando se apruebe el nuevo EPO, en caso esto sucediera durante el periodo mencionado. En ningún caso se ampliará la vigencia del EPO original más allá del periodo previsto en su certificado de aprobación, ni se

mantendrán dos EPOs vigentes por el mismo proyecto. El nuevo EPO no tomará en cuenta las instalaciones del EPO original en la base de datos de la red. Si luego de la aprobación del nuevo EPO, el Gestor del Proyecto comunicara o presentara un tercer EPO por el mismo proyecto, se le solicitará que renuncie al EPO vigente como condición para revisar el tercer EPO. Para todos los efectos, este tercer EPO se considerará como un nuevo proyecto.

9.14 EPOs elaborados por el COES, incluidos en los anteproyectos del Plan de Transmisión

En la propuesta del Plan de Transmisión que elabore el COES conforme a lo dispuesto en el Reglamento de Transmisión, deberá incluir los EPOs de los anteproyectos contemplados en dicho Plan.

Para tal efecto, en la fecha de presentación de la Propuesta del Plan de Transmisión por parte del COES, este deberá remitir los EPOs de los anteproyectos a los Terceros Involucrados, quienes tendrán un plazo de veinte (20) días hábiles para comunicar al COES sus observaciones.

Posteriormente, el COES tendrá un plazo de veinticinco (25) días hábiles para remitir a los Terceros Involucrados la absolución de observaciones. Los Terceros Involucrados tendrán un plazo de diez (10) días hábiles para comunicar al COES sus observaciones a la absolución de observaciones. El COES publicará la Propuesta Definitiva del Plan de Transmisión, considerando las observaciones pertinentes formuladas por los Terceros Involucrados, explicando el sustento de las observaciones no tomadas en cuenta.

La vigencia de los EPOs elaborados por el COES, incluidos en los anteproyectos de los proyectos del Plan de Transmisión, es de dos años posteriores al año de conexión al SEIN previsto en dichos EPOs.

Antes de que se venza la vigencia de los dos años indicada anteriormente, el Gestor del Proyecto podrá solicitar al COES la ampliación de la vigencia del EPO hasta por dos años adicionales. Para este fin, el Gestor del Proyecto deberá evaluar las eventuales modificaciones al equipamiento aprobado en el EPO y presentarlas al COES adjuntando los sustentos técnicos correspondientes. Por su parte, el COES analizará la información recibida en un plazo de treinta (30) días hábiles y, de ser el caso, declarará la ampliación de la vigencia del EPO.

En el caso que se configuren las condiciones indicadas en los incisos 3 y 5 del numeral 9.13 del presente procedimiento, el Gestor del Proyecto podrá solicitar al COES mantener la vigencia del EPO. Para este fin, el Gestor del Proyecto deberá evaluar las eventuales modificaciones al equipamiento aprobado en el EPO y presentarlas al COES adjuntando los sustentos técnicos

correspondientes. Por su parte, el COES analizará la información recibida en un plazo de treinta (30) días hábiles y, de ser el caso, declarará la continuidad de la vigencia del EPO.

La vigencia de estos EPOs concluye indefectiblemente por la causal prevista en el inciso 1 del numeral 9.13 del presente procedimiento. En el supuesto de que concluya la vigencia del EPO elaborado por el COES, es responsabilidad del Gestor del Proyecto obtener la Conformidad de un nuevo EPO, siguiendo, para tal efecto, el procedimiento previsto en los numerales 9.5, 9.6, 9.8, 9.9 y 9.10 del presente procedimiento, así como del numeral 9.13 según corresponda. El Gestor del Proyecto asume la responsabilidad de cualquier modificación que proponga en el nuevo EPO con relación a las características de las instalaciones o equipamientos aprobados en el EPO elaborado por el COES.

10. PROCEDIMIENTO PARA LA CONFORMIDAD DEL ESTUDIO DE OPERATIVIDAD

10.1 Finalidad del procedimiento de Conformidad del EO

El proceso de revisión y Conformidad del EO tiene como finalidad definir los ajustes de los sistemas de protección y control, con el objeto de asegurar que la conexión no impacte negativamente en la calidad, seguridad y confiabilidad de las operaciones del SEIN.

10.2 Obligatoriedad de la Conformidad del EO

La obtención de la Conformidad del EO es obligatoria para todos los proyectos que requieran la obtención de la Conformidad del EPO de acuerdo con lo dispuesto en el presente procedimiento.

Asimismo, es obligatoria para los proyectos del Plan de Transmisión señalados en el inciso 1 del numeral 9.2 del presente procedimiento; así como cuando el COES lo determine, conforme a lo establecido en los numerales 10.3 y 10.4 del presente procedimiento.

10.3 Necesidad de la obtención de la Conformidad del EO en caso de instalaciones del SCT de los Distribuidores

En caso de instalaciones del SCT de los Distribuidores, según lo dispuesto en el numeral 12.2 del artículo 12 del Reglamento de Transmisión, el COES determinará la necesidad de obtener la Conformidad del EO, en cada caso concreto, considerando, para tal efecto, la afectación a los sistemas de protección de otros Agentes.

Para tal fin, el Gestor del Proyecto deberá solicitar al COES dicha definición, para lo cual remitirá el diagrama unifilar y año de ingreso del proyecto.

El COES absolverá la solicitud en un plazo de diez (10) días hábiles.

En el caso de proyectos del SCT que no necesiten la obtención de la Conformidad del EO, deberán pasar directamente al proceso de integración indicado en el numeral 11 del presente procedimiento.

10.4 Necesidad de la obtención de la Conformidad del EO en caso de Centrales de Generación y demanda de Usuarios Libres, iguales o mayores a 20 MW, que se conecten en puntos distintos a los señalados en el numeral 2.1 del presente procedimiento

En caso de Centrales de Generación y demanda de Usuarios Libres, iguales o mayores a 20 MW, que se conecten en puntos distintos a los señalados en el numeral 2.1 del presente procedimiento, y cuyas instalaciones puedan causar impactos a los sistemas de protección de otros Agentes, el COES determinará la necesidad de obtener la Conformidad del EO, en cada caso concreto.

Para tal fin, el Gestor del Proyecto deberá solicitar al COES dicha definición, para lo cual remitirá la siguiente información: Estudio de coordinación de protecciones, diagrama unifilar y año de ingreso del proyecto.

El COES absolverá la solicitud en un plazo de diez (10) días hábiles, salvo que la información remitida haya sido insuficiente.

10.5 Asignación de códigos operativos en instalaciones del Sistema de Transmisión

Antes de la presentación del EO, el Gestor del Proyecto deberá solicitar al COES la asignación de los correlativos para las nuevas instalaciones del Sistema de Transmisión (Líneas de Transmisión y verificación de nomenclatura de subestaciones).

10.6 Alcance del EO

Los documentos y estudios eléctricos señalados en el Anexo 3 del presente procedimiento son requeridos por el EO dependiendo del tipo de instalaciones del proyecto.

Previo a la presentación del EO, el Gestor del Proyecto solicitará al COES la determinación de su alcance, para lo cual debe remitir el diagrama unifilar, las características técnicas del proyecto y el cronograma de ejecución del proyecto en el que se indique el año al mes estimado de ingreso del proyecto.

El COES definirá el alcance del EO en un plazo de diez (10) días hábiles, salvo que la información remitida haya sido incompleta o insuficiente.

El documento de alcances del EO emitido por el COES tendrá una validez de seis (06) meses, tiempo en que el Gestor del Proyecto deberá presentar el EO. En proyectos cuya complejidad técnica lo amerite o en proyectos con EOs independientes propuestos por etapas, el COES podrá establecer un plazo de validez mayor, a solicitud del Gestor del Proyecto expresado en su carta de solicitud de alcances. El plazo de validez del documento de alcances del EO es improrrogable. Los proyectos e instalaciones indicados en el inciso 4 del numeral 10.7 que surjan con posterioridad a la emisión del documento del alcance hasta la presentación del EO, no serán considerados en los análisis eléctricos del estudio, siempre que el EO haya sido presentado dentro del periodo de validez del documento de alcance.

10.7 Requisitos para la presentación del EO

El EO será presentado en medio digital por el Gestor del Proyecto, debiendo cumplir los siguientes requisitos:

1. Cumplir con lo establecido en el presente procedimiento, así como con la información, requisitos y estudios especificados en el Anexo 3.
2. Cumplir con lo requerido por el COES en el documento de respuesta a la solicitud de definición de alcance del EO.
3. Contar con Conformidad del EPO vigente. Se encuentran exceptuados de este requisito aquellos proyectos que, sin requerir la obtención de la Conformidad del EPO, requieren la obtención de la Conformidad del EO, de acuerdo con lo dispuesto en los numerales 10.3 y 10.4 del presente procedimiento.
4. Deberá tomar en cuenta las instalaciones del SEIN en servicio, así como las instalaciones con EO aprobado vigente.
5. En el caso de un proyecto que ingrese al SEIN por etapas, este podrá gestionarse en un solo EO o en EOs independientes para cada una de las etapas, que incluyan los estudios previstos en el Anexo 3 del presente procedimiento y el establecidos por el COES en el alcance del EO.

10.8 Medios de comunicación para coordinar la Conformidad del EO

El Gestor del Proyecto y el COES podrán utilizar el correo electrónico u otros medios de comunicación para efectuar las coordinaciones que sean necesarias durante todo el proceso de revisión del EO. No obstante, las observaciones por parte del COES y la subsanación de estas por el Gestor del Proyecto, deberán notificarse mediante carta u otro medio que sea aprobado por el COES.

10.9 Trámite para la obtención del Certificado de Conformidad del EO

El trámite para la Conformidad del EO, reflejado en el Flujograma N° 2 del presente procedimiento, se desarrolla siguiendo las etapas que se detallan a continuación:

1. Presentado el EO, si este no contiene los documentos correspondientes al tipo de proyecto señalados en el Anexo 3 del presente procedimiento, el COES tiene un plazo de cinco (5) días hábiles para comunicarlo al Gestor del Proyecto, el cual tiene un plazo de cinco (5) días hábiles para subsanar la omisión. Vencido el plazo sin haber sido subsanado la omisión, el COES rechazará el EO.
2. Cumplida la subsanación:
 - a. El COES tiene un plazo de cinco (5) días hábiles para poner el EO en conocimiento de los Terceros Involucrados y/o de aquellos determinados por el COES conforme al inciso 5 del numeral 8.2 del presente procedimiento, los cuales tienen un plazo de veinte (20) días hábiles para comunicar al COES sus observaciones.
 - b. El COES tiene un plazo de treinta (30) días hábiles para pronunciarse sobre el EO, aprobándolo, formulando observaciones o rechazándolo, según corresponda. Dicho plazo puede ser prorrogado hasta en diez (10) días hábiles, comunicándolo al Gestor del Proyecto.
3. En caso el COES formule observaciones al EO, estas se remitirán al Gestor del Proyecto, junto con todas las observaciones que hayan remitido los Terceros Involucrados y/o de aquellos determinados por el COES conforme al inciso 5 del numeral 8.2 del presente procedimiento. El Gestor del Proyecto tendrá un plazo máximo de tres (3) meses para absolverlas. Dicho plazo puede ser prorrogado hasta en diez (10) días hábiles, siempre que el Gestor del Proyecto comunique al COES la necesidad de prórroga antes del vencimiento del plazo original.
4. Recibida la absolución a las observaciones por el Gestor del Proyecto:
 - a. El COES tiene un plazo de cinco (5) días hábiles para ponerlas en conocimiento de los Terceros Involucrados y/o de aquellos determinados por el COES conforme al inciso 5 del numeral 8.2 del presente procedimiento, los cuales tendrán un plazo de veinte (20) días hábiles para comunicar al COES sus observaciones.
 - b. El COES tiene treinta (30) días hábiles para pronunciarse sobre el EO, aprobándolo, formulando observaciones o rechazándolo, según corresponda. El COES podrá prorrogar dicho plazo por un periodo

máximo de hasta diez (10) días hábiles, comunicándolo al Gestor del Proyecto antes del vencimiento del plazo inicial.

5. En caso de subsistir observaciones o surgir observaciones nuevas de parte del COES, serán remitidas al Gestor del Proyecto junto con las observaciones formuladas por los Terceros Involucrados y/o de aquellos determinados por el COES conforme al inciso 5 del numeral 8.2 del presente procedimiento, si las hubiere y siempre que el COES las considere pertinentes. El Gestor del Proyecto cuenta con el plazo de tres (3) meses para absolverlas. Dicho plazo puede ser prorrogado hasta en diez (10) días hábiles, siempre que el Gestor del Proyecto comunique al COES la necesidad de prórroga antes del vencimiento del plazo original.
6. Recibida la absolución a las observaciones, el COES tiene un plazo de veinte (20) días hábiles para pronunciarse sobre el EO, aprobándolo o desaprobándolo, según corresponda; con lo cual se dará por concluido el proceso.

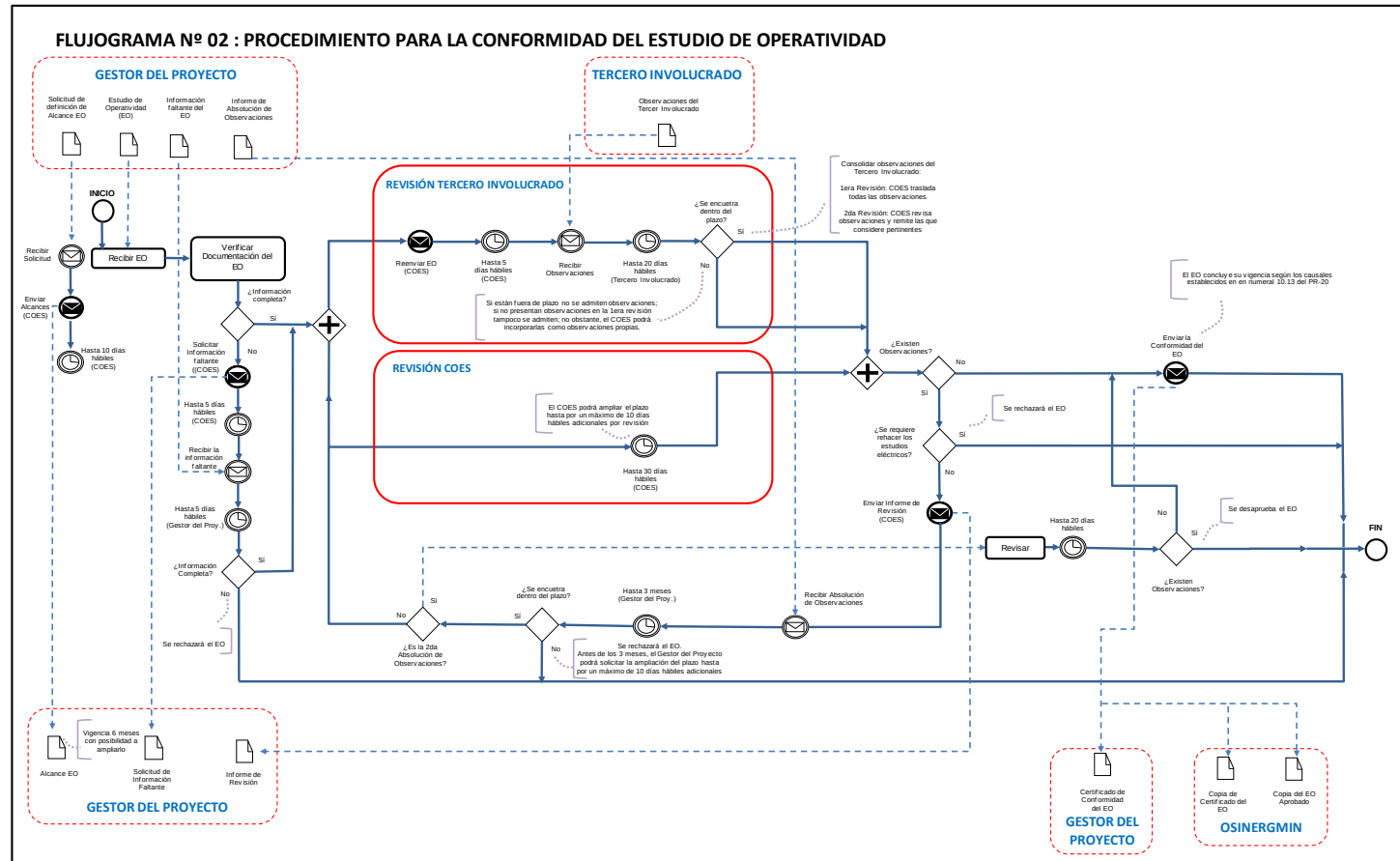
Para cualquiera de las etapas descritas, de no presentar el Gestor del Proyecto la absolución de observaciones en el plazo establecido, el COES rechazará el EO.

Con cada absolución de observaciones, el Gestor del Proyecto debe presentar una versión actualizada y completa del EO en versión electrónica. En caso de que el Gestor del Proyecto presente la absolución de observaciones en partes y fechas distintas, siempre que sea dentro del plazo, se computará el plazo para resolver del COES a partir de la última fecha de presentación.

En el caso que los Terceros Involucrados presenten observaciones fuera de los plazos establecidos, éstas no serán admitidas por el COES.

Asimismo, en el caso que los Terceros Involucrados no presenten observaciones en la primera oportunidad que el COES les traslada el EO, no podrán presentar observaciones en las etapas subsiguientes. Si los Terceros Involucrados presentaran observaciones en las etapas subsiguientes, éstas no serán admitidas por el COES. Sin perjuicio de ello, el COES puede incorporarlas como observaciones propias, si lo considera pertinente.

Flujograma N° 02. Procedimiento para la Conformidad del EO



10.10 Causales para rechazar el EO

El COES rechazará el EO en los siguientes supuestos:

1. Cuando el Gestor del Proyecto no presente en el EO los documentos correspondientes al tipo de proyecto señalados en el Anexo 3, a pesar de que el COES le requirió la subsanación de esta omisión, conforme a lo señalado en el inciso 1 del numeral 10.9 del presente procedimiento.
2. Cuando el Gestor del Proyecto no absuelva las observaciones formuladas por el COES dentro de los plazos establecidos en el numeral 10.9 del presente procedimiento.
3. Cuando se requiera rehacer los estudios eléctricos que forman parte del EO. Se incurre en este supuesto, entre otras causas, cuando se encuentren errores en los parámetros eléctricos de las instalaciones eléctricas.
4. Cuando el COES verifique que, a la fecha de presentación del EO, la Conformidad del EPO se encuentra inmersa en alguna de las causales de conclusión de vigencia previstas en el numeral 9.13 del presente procedimiento.

El rechazo no impide que el Gestor del Proyecto pueda presentar nuevamente su EO, en caso corresponda.

10.11 Desaprobación del EO

El COES desaprobará el EO cuando, al término del proceso de revisión establecido en el numeral 10.9 del presente procedimiento, el Gestor del Proyecto no haya absuelto satisfactoriamente todas las observaciones.

10.12 Alcances de la Conformidad del EO

Mediante la Conformidad del EO se aprueban los ajustes de las Protecciones Coordinables que se señalen expresamente.

Asimismo, en el supuesto señalado en el literal b del inciso 4 del numeral 10.10 del presente procedimiento, la Conformidad del EO podrá incluir la instalación de equipamiento adicional.

10.13 Conclusión de la vigencia del Certificado de Conformidad del EO

En todos los casos, la vigencia del Certificado de Conformidad del EO concluye luego de transcurridos doce (12) meses contados desde su aprobación.

11. PROCEDIMIENTO PARA LA CONFORMIDAD DE INTEGRACIÓN DE INSTALACIONES AL SEIN

11.1 Finalidad del procedimiento de conformidad de integración de instalaciones al SEIN

El proceso de integración de instalaciones al SEIN tiene como finalidad verificar que las nuevas instalaciones que se conecten al SEIN cuenten con los títulos habilitantes requeridos, así como con los ajustes adecuados de los equipos de protección y de los controladores; y la recepción adecuada de las señales en tiempo real.

El Certificado de Conformidad de Integración de instalaciones al SEIN es necesario para aquellas instalaciones que requieran un EO, y aquellas instalaciones que no requieran un EO considerando el alcance del presente Procedimiento.

11.2 Condiciones para iniciar el trámite de integración de instalaciones al SEIN

Para iniciar el trámite de integración de instalaciones al SEIN, el Titular de la Instalación deberá contar con Conformidad del EO y EPO vigentes, en caso de ser aplicable según el numeral 2 del presente procedimiento.

Es recomendable que durante la tramitación del EO, el Gestor del Proyecto avance la obtención de los requisitos necesarios para la conformidad de la Integración de Instalaciones al SEIN que involucran otros procedimientos del COES o la aplicación de normas especiales, tales como: la inscripción en el Registro de Integrantes del COES, la aprobación de los procedimientos de maniobras, la realización con éxito de las pruebas punto a punto para el envío de señales en tiempo real.

11.3 Etapas del procedimiento de integración de instalaciones al SEIN

El procedimiento para el trámite de integración está conformado por tres (3) etapas:

1. Obtención de la autorización de conexión para realizar las Pruebas de Puesta en Servicio.

2. Ejecución de las Pruebas de Puesta en Servicio.
3. Informe de Pruebas de Puesta en Servicio y requisitos finales.

El trámite de integración se inicia con la presentación de la solicitud de autorización de conexión.

11.4 De la autorización de conexión para Pruebas de Puesta en Servicio

11.4.1. Requisitos para la autorización de conexión para Pruebas de Puesta en Servicio

Son requisitos para solicitar la autorización de conexión para Pruebas de Puesta en Servicio, los siguientes:

1. La solicitud debe ser presentada por el Titular de la Instalación.
2. Contar con el título habilitante otorgado por la autoridad competente. En los casos que la actividad pueda ser desarrollada sin requerir concesión o autorización, el Titular de la Instalación deberá adjuntar copia de la comunicación remitida al MINEM, mediante la cual acredite el cumplimiento del artículo 7 de la Ley de Concesiones Eléctricas.
3. En los casos en que el Titular de la Instalación sea integrante obligatorio del COES, deberá estar inscrito en el Registro de Integrantes del COES o haber solicitado su inscripción.
4. Cuando las instalaciones nuevas se conecten con instalaciones de terceros, contar con el respectivo convenio de conexión o con el respectivo mandato de conexión expedido por OSINERGMIN.
5. Contar con sistemas de medición y registro que cumplan con los requisitos mínimos establecidos el Anexo 1, capítulo 6.
6. Haber implementado el equipamiento necesario para el envío de señales en tiempo real y cumplir con la transferencia de señales ICCP en tiempo real de acuerdo con los requisitos establecidos en la NTCOTR y en la NTIITR y al acta de conformidad respectiva aprobada y haber realizado satisfactoriamente las pruebas punto a punto para el envío de señales en tiempo real.
7. Contar con los procedimientos de maniobra aprobados para las instalaciones que se encuentren dentro del ámbito de aplicación del Procedimiento Técnico del COES N° 12

“Programación de Intervenciones por mantenimiento y por otras actividades en equipos del SEIN” o el que lo sustituya.

8. Tener a disposición un centro de control propio o de terceros, para la operación en tiempo real de sus instalaciones, en los casos que establezca la Norma Técnica para la Coordinación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados.
9. Remitir la información y los documentos señalados en el Anexo 4 del presente procedimiento.
10. Presentar, con carácter preliminar, las Fichas Técnicas señaladas en el Apéndice A, Anexo 4, del presente procedimiento.

11.4.2. Trámite para la autorización de conexión para Pruebas de Puesta en Servicio:

1. Presentada la solicitud de autorización de conexión para Pruebas de Puesta en Servicio, el COES cuenta con un plazo de cinco (5) días hábiles para pronunciarse autorizando u observando la solicitud.
2. En caso de formular observaciones, el Titular de la Instalación tiene un plazo de cinco (5) días hábiles para subsanarlas.
3. Presentada la subsanación, el COES tiene un plazo de cinco (5) días hábiles para pronunciarse, autorizando o denegando la solicitud.
4. Otorgada la autorización, el Titular de la Instalación cuenta con un plazo de sesenta (60) días calendario para iniciar las pruebas. Para tal fin deberá solicitar su inclusión en el Programa Semanal de Intervenciones dentro del plazo establecido en el numeral 9.3.1 del Procedimiento Técnico del COES N° 12 “Programación de Intervenciones por Mantenimiento y por otras actividades en equipos del SEIN” o el que lo sustituya.

Vencido los plazos sin que se haya subsanado las observaciones o realizado las pruebas, el Titular de la Instalación deberá solicitar una nueva autorización.

11.4.3. Alcance de la autorización de conexión para pruebas

El Titular de la Instalación propone al COES el listado de pruebas que se ejecutarán para la conexión. En el caso de Centrales de Generación y equipos de compensación reactiva, estas pruebas deben incluir obligatoriamente las pruebas de homologación a las que se refieren el numeral 11.8 y el Anexo 5 del presente procedimiento.

Atendiendo a las circunstancias operativas de las instalaciones eléctricas involucradas con las pruebas, el COES podrá denegar la realización de determinadas pruebas, si considera que no resultan convenientes para el SEIN en dicha oportunidad.

11.5 Ejecución de las Pruebas de Puesta en Servicio

1. Durante las Pruebas de Puesta en Servicio de instalaciones de generación, la energía producida solo podrá ser comercializada en el Mercado de Corto Plazo en los casos en que los titulares tengan la condición de Integrantes Registrados del COES, constituyendo este supuesto una excepción conforme a lo previsto en el Procedimiento Técnico del COES N° 02 “Condiciones de Participación en el Mercado Mayorista de Electricidad”.
2. La duración máxima de las pruebas será: (i) Diez (10) días calendario en el caso de instalaciones de transmisión, (ii) Dos (2) meses, en el caso de instalaciones de generación convencional y (iii) en el caso de Centrales de Generación No Convencional (CGNC), sistema de almacenamiento de energía activa e instalaciones de demanda, la duración de las pruebas será propuesta por el Titular de la Instalación y aprobado por el COES en la autorización de conexión para Pruebas de Puesta en Servicio. Esta duración podrá ampliarse a solicitud del Gestor del Proyecto al COES con el debido sustento. Presentada la solicitud, el COES tiene un plazo de 5 días hábiles para pronunciarse.
3. El tiempo de duración se cuenta desde el inicio de la primera prueba realizada.
4. Si durante las pruebas se producen efectos negativos en el SEIN, el COES podrá disponer la terminación de las pruebas y la desconexión de las instalaciones hasta que se subsanen las causas de tales efectos, sin perjuicio de que deba aplicarse la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos.

5. Concluidas las pruebas o cumplido los plazos señalados en el inciso 2 del presente numeral, según corresponda, el Titular de la Instalación tiene un plazo de diez (10) días hábiles para presentar el informe de Pruebas de Puesta en Servicio, cuyos alcances deberán considerar lo dispuesto en el Anexo 4 del presente procedimiento, a efectos de que pueda continuarse con el proceso de integración de instalaciones al SEIN.

Si el Titular de la Instalación no cumpliera con presentar el informe dentro del plazo indicado, el COES podrá disponer la desconexión de las instalaciones del SEIN.

11.6 Informe de Pruebas de Puesta en Servicio y requisitos finales

En el plazo establecido para la presentación del informe de pruebas, el Titular de la Instalación presentará al COES:

1. El Informe de Pruebas de Puesta en Servicio, el cual deberá tener en cuenta el detalle señalado en el Anexo 4 del presente procedimiento.
2. Las Fichas Técnicas señaladas en el Apéndice A, Anexo 4, del presente procedimiento. Cualquier modificación en los valores de la Ficha Técnica con posterioridad a la Integración, a excepción de los valores de Inflexibilidades Operativas, deberá ser solicitada al COES, con el debido sustento. Dicha solicitud deberá ser remitida en copia al OSINERGMIN.
3. En los casos en que el Titular de la Instalación deba ser integrante obligatorio del COES, deberá haber obtenido la condición de Integrante Registrado.
4. Optativamente el Titular de la Instalación puede presentar en esta misma oportunidad la solicitud de conformidad de inicio de Operación Comercial a fin de que dicha conformidad pueda darse simultáneamente con la conformidad de la integración de las instalaciones al SEIN. Para tal fin deberá acreditar los requisitos señalados en el numeral 12.3. En dicho caso, la solicitud seguirá el trámite previsto para la conformidad de la Integración de las instalaciones al SEIN señalado en el numeral 11.7. Si el titular no presenta la solicitud de conformidad de inicio de Operación Comercial en esta oportunidad, deberá hacerlo con posterioridad

a la aprobación por el COES de la integración de las instalaciones al SEIN.

11.7 Modificación de las Fichas Técnicas

- 11.7.1. La solicitud de modificación de las Fichas Técnicas comprendidas en el Apéndice A, del Anexo 4 del presente procedimiento se presenta ante el COES, quien tiene un plazo de quince (15) días hábiles para aprobar la modificación de la Ficha Técnica, o en caso contrario, formular observaciones, las cuales deberán ser subsanadas en un plazo máximo de diez (10) días hábiles.

Presentada la subsanación, el COES tiene un plazo de quince (15) días hábiles para aprobar la modificación de la Ficha Técnica. En caso no se haya cumplido con subsanar las observaciones o vencido el plazo para dicho fin, el COES rechazará la solicitud. Así también, de encontrarlo oportuno, el titular de las instalaciones podrá solicitar nuevamente la modificación de la Ficha Técnica.

- 11.7.2. En el caso de solicitud de modificación de la Ficha Técnica de Unidades de Generación que cuente con Operación Comercial, cuya finalidad sea agregar o cambiar Modos de Operación, será presentada considerando la Ficha Técnica del Apéndice A del Anexo 4 del presente procedimiento, que corresponda, incluyendo los siguientes documentos, en medio digital:

- a) La Declaración Jurada de la Potencia Efectiva y Rendimiento. De ser aprobada la solicitud de modificación, el Generador Integrante deberá realizar los ensayos de la Potencia Efectiva y Rendimiento conforme a lo establecido en el numeral 12.7 del presente procedimiento. De no realizar los ensayos dentro del plazo previsto, quedará sin efecto la modificación de la Ficha Técnica con respecto al Modo de Operación.
- b) La Declaración Jurada de la Potencia Mínima del nuevo Modo de Operación de las Unidades de Generación. De ser aprobada la solicitud de modificación, el Generador Integrante deberá realizar el ensayo de la Potencia Mínima conforme a lo establecido en el numeral 12.8 del presente procedimiento. De no realizar el ensayo dentro del plazo previsto, se aplicará lo dispuesto en el numeral 5.1.6 del PR-04.

- c) El Informe de Sustento Técnico (IST) de los parámetros de las Inflexibilidades Operativas de las Unidades de Generación para su nuevo Modo de Operación, al que se refiere el Procedimiento para la Supervisión de los Parámetros de las Inflexibilidades Operativas de las Unidades de Generación, aprobado por la Resolución N° 161-2019-OS/CD, o la norma que la sustituya.
- d) Los Costos Variables que comprenden los costos variables combustibles y los costos variables no combustibles, de acuerdo con lo establecido en el literal e) del numeral 12.3 del presente procedimiento. De no presentarse dicha información, se procederá de acuerdo con lo dispuesto en el numeral 12.6 del presente procedimiento técnico.

11.8 Trámite de aprobación de la Conformidad de Integración de instalaciones al SEIN

1. Presentado el Informe de Pruebas de Puesta en Servicio, y los documentos señalados en el numeral precedente, el COES tiene un plazo de diez (10) días hábiles para pronunciarse declarando la integración de las instalaciones al SEIN o formulando observaciones.
2. En caso de formular observaciones, el Titular de la Instalación tiene un plazo de cinco (5) días hábiles para subsanarlas.
3. Presentada la subsanación, el COES tiene un plazo de cinco (5) días hábiles para pronunciarse.
4. Cuando existan observaciones, el COES determinará si durante el periodo para su subsanación, las instalaciones permanecerán conectadas o deberán desconectarse, pudiendo variar su decisión en caso de necesidad del sistema. Asimismo, determinará si se requiere la realización de nuevas pruebas y el plazo para su realización.

En caso no hayan sido subsanadas las observaciones en el plazo correspondiente o vencido el plazo otorgado por el COES para la realización de nuevas pruebas sin que estas se hayan realizado, el COES podrá disponer la desconexión de las instalaciones del SEIN.

11.9 Pruebas de Homologación

Para las unidades de las CGC, las CGNC, equipos FACTS y sistemas de almacenamiento de energía activa se deberán realizar las pruebas de homologación referidas en el Anexo 5 del presente procedimiento.

En el caso de las CGNC que ingresen por etapas, las pruebas de homologación deberán ser realizadas para cada etapa definida en el EO.

De considerarlo pertinente, el COES podrá designar un representante para que participe como veedor en la ejecución de las pruebas de homologación. En este supuesto, al culminar las referidas pruebas, el representante del Titular de la Instalación y el representante del COES suscribirán un Acta en la que se deje constancia de las pruebas realizadas y la fecha de su culminación.

El Titular de la Instalación deberá adjuntar una copia de dicha Acta al Informe de Pruebas de Puesta en Servicio, conforme a lo señalado en el Anexo 4 del presente procedimiento. Asimismo, en caso de que el COES no hubiese participado en la ejecución de las pruebas de homologación, el Titular de la Instalación deberá adjuntar al Informe de Pruebas de Puesta en Servicio una declaración jurada en la que especifique las pruebas de homologación ejecutadas y la fecha de su culminación.

Posteriormente, en un plazo no mayor a treinta (30) días hábiles contados a partir de la fecha de integración de la instalación al SEIN, el Titular de la Instalación deberá presentar al COES el Informe de Homologación al que se refiere el Anexo 5 del presente procedimiento.

En caso de que los titulares de las instalaciones no cumplan con lo señalado en la presente disposición, el COES lo comunicará a OSINERGMIN para las acciones de supervisión correspondientes.

12. PROCEDIMIENTO PARA EL OTORGAMIENTO DE LA CONFORMIDAD DE INICIO DE OPERACIÓN COMERCIAL DE UNIDADES O CENTRALES DE GENERACIÓN

12.1 Inicio de Operación Comercial

El COES aprobará la fecha y hora de inicio de Operación Comercial de las unidades o centrales de generación que participan en el Mercado Mayorista de Electricidad. A partir del inicio de Operación Comercial, dichas instalaciones quedan obligadas a someterse a las

disposiciones del COES para la coordinación de su operación y de sus intervenciones.

El Certificado de Conformidad del inicio de Operación Comercial se otorga para cada unidad de generación en CGC; y para toda la central o para las etapas definidas en el EO en CGNC.

12.2 Condición para el inicio de Operación Comercial

Para que se emita la decisión de inicio de Operación Comercial se requiere que las instalaciones se encuentren integradas al SEIN.

12.3 Solicitud para la obtención de la Conformidad de inicio de Operación Comercial

La solicitud debe adjuntar la siguiente información en medio digital:

- a) Declaración Jurada de la Potencia Efectiva o de la Potencia Efectiva y Rendimiento, según corresponda, para las CGC; o, de la potencia nominal instalada de la central, cuando se trate de CGNC.
- b) Declaración Jurada de la Potencia Mínima de las Unidades de Generación.
- c) Informe de Sustento Técnico (IST) de los parámetros de las Inflexibilidades Operativas de las Unidades de Generación, al que se refiere el Procedimiento para la Supervisión de los Parámetros de las Inflexibilidades Operativas de las Unidades de Generación, aprobado por Resolución OSINERGMIN N° 161-2019-OS/CD, o la norma que la sustituya.
- d) En el caso de Unidades de Generación Hidroeléctrica, deberá presentar el estudio hidrológico y el cálculo de la Potencia Garantizada, conforme al Procedimiento Técnico del COES N° 26 "Cálculo de la Potencia Firme" y el Procedimiento Técnico del COES N° 41 "Información Hidrológica para la Operación del SEIN".
- e) En el caso de Unidades de Generación Termoeléctrica, deberá presentar sus Costos Variables que comprenden los costos variables combustibles y los costos variables no combustibles. En el caso de los costos variables no combustibles se debe incluir el informe que sustente sus costos variables de operación no combustibles e informe técnico económico que sustente sus costos variables no combustibles de mantenimiento; conforme al

Procedimiento Técnico del COES N° 31 “Cálculo de los Costos Variables de las unidades de Generación”.

- f) La información de los ajustes de estatismo y banda muerta del regulador de velocidad, según lo requerido por el Procedimiento Técnico del COES N° 21 “Reserva rotante para Regulación Primaria de Frecuencia”.

12.4 Trámite para la conformidad de inicio de Operación Comercial

1. Presentada la solicitud, el COES tiene un plazo de cinco (5) días hábiles para pronunciarse, aprobando el inicio de Operación Comercial de las instalaciones o formulando observaciones.
2. En caso de formular observaciones, el Titular de la Instalación tiene un plazo de cinco (5) días hábiles para subsanarlas.
3. Presentada la subsanación, el COES tiene un plazo de cinco (5) días hábiles para pronunciarse.

La decisión que otorga el Certificado de Conformidad del inicio de Operación Comercial indicará la fecha y hora de inicio de la Operación Comercial, la cual deberá ser posterior a la fecha de emisión de la decisión.

En caso no hayan sido subsanadas las observaciones en el plazo correspondiente, el COES concluye el proceso sin pronunciamiento sobre el fondo, salvo que se trate de información vinculada al estudio hidrológico y el cálculo de la Potencia Garantizada, y Costos Variables.

12.5 Tratamiento de instalaciones de generación hidroeléctrica sin información relacionada a la Potencia Garantizada y estudio hidrológico

Si el Titular de la Instalación de generación hidroeléctricas no entrega el estudio hidrológico y/o los cálculos de la Potencia Garantizada, para efectos de la valorización de las transferencias de potencia se considera como Potencia Garantizada el valor de cero (0), hasta la aprobación del referido estudio.

12.6 Tratamiento de instalaciones de generación termoeléctrica sin información relacionada a Costos Variables

Si la Operación Comercial fue aprobada sin información aprobada relativa a los Costos Variables Combustibles (CVC) y Costos Variables No Combustibles (CVNC), el COES considera lo siguiente:

-
- Para el CVC de las Unidades Termoeléctricas, el COES asignará y aplicará como costo del combustible (cc), hasta la aprobación de los costos en base a la información remitida por el Generador Integrante:
 - Combustible gas natural, exceptuando a los combustibles que no se comercializan en el país, corresponderá al obtenido del mayor precio del combustible gaseoso definido por el Osinergmin para efectos tarifarios considerando el (100/90) de la tarifa de transporte y distribución, expresado en dólares de los Estados Unidos de Norteamérica por Giga Joule (USD/GJ), referido al Poder Calorífico Inferior.
 - Combustible distinto a lo indicado en el párrafo anterior, corresponderá al resultado del promedio de costos del combustible vigente de las centrales con Operación Comercial, exceptuando a las RER, considerando como referencia el mismo tipo de combustible utilizado, a falta de este, será considerado el estado del combustible (líquido, sólido o gaseoso). Los costos antes indicados serán expresados en Soles por litro (S//l) o Soles por kilogramo (S//kg) o Soles por Giga Joule (S//GJ), respectivamente, utilizando para la conversión a S/ desde otra moneda, en caso corresponda, el Tipo de Cambio venta, obtenido de la SBS, vigente de 3 días hábiles previo al inicio de operación comercial.
 - Para el CVNC de las Unidades Termoeléctricas, el COES asignará y aplicará, hasta la aprobación de los costos en base a la información remitida por el Generador Integrante:
 - Costo Variable de Mantenimiento (CVM), corresponderá al resultado del promedio de CVM vigente obtenido de la información de las Unidades de Generación con Operación Comercial producto de los resultados de los informes sustentatorios aprobados por el COES, considerando como referencia el Tipo de Tecnología de Generación.
 - Costo Variable de Operación No Combustible (CVONC), será igual a cero (0).

12.7 Tratamiento de la Potencia Efectiva y Rendimiento

A partir de la aprobación del inicio de Operación Comercial:

1. El Titular de la Instalación de generación hidroeléctrica tiene un plazo máximo de un (1) año para realizar los ensayos de Potencia Efectiva, conforme al Procedimiento Técnico del COES N° 18 “Determinación de la Potencia Efectiva de Centrales Hidroeléctricas” (PR-18).
2. El Titular de la Instalación de generación termoeléctrica tiene un plazo máximo de un (1) mes para realizar los ensayos de Potencia Efectiva y Rendimiento, conforme al Procedimiento Técnico del COES N° 17 “Determinación de la Potencia Efectiva y Rendimiento de las Unidades de Generación Termoeléctrica” (PR-17).

Desde el inicio de Operación Comercial y hasta la determinación de la Potencia Efectiva o de la Potencia Efectiva y Rendimiento, según corresponda, o hasta que se cumplan los plazos antes referidos, lo que ocurra primero, se utilizará el valor declarado por el Titular de la Instalación en su solicitud para la obtención de la Conformidad del Inicio de Operación Comercial.

En caso de que el Titular de la Instalación no realice los ensayos de Potencia Efectiva y o de Potencia Efectiva y Rendimiento dentro de los plazos antes señalados se aplicará lo dispuesto en el PR-17 o en el PR-18, según corresponda.

No se requiere la determinación de la Potencia Efectiva y Rendimiento en el caso de CGNC.

12.8 Tratamiento de la Potencia Mínima

Las nuevas Unidades de Generación hidroeléctrica y termoeléctrica en cada uno de sus Modos de Operación, contarán con un plazo máximo de un (1) mes para realizar sus ensayos de la Potencia Mínima, contado a partir de la aprobación de la Operación Comercial, de acuerdo con lo establecido en el Procedimiento Técnico del COES N° 04 “Ensayos para la Determinación de la Potencia Mínima de las Unidades de Generación del SEIN” (PR-04)

Desde el inicio de Operación Comercial y hasta la determinación de la Potencia Mínima, o hasta que se cumplan el plazo referido en el párrafo precedente, lo que ocurra primero, se utilizará el valor de Potencia Mínima declarado por el Titular de la Central de Generación en su solicitud para la obtención de la Conformidad del Inicio de Operación Comercial.

En caso de que el Titular de la Central de Generación no realice los ensayos de Potencia Mínima dentro del plazo antes señalado, se aplicará lo dispuesto en el Procedimiento Técnico del COES “Ensayos para la Determinación de la Potencia Mínima de las Unidades de Generación del SEIN”.

12.9 Solicitud de Inicio de Operación Comercial de centrales de generación conectadas al SEIN y que no requirieron EPO ni EO

Para las centrales de generación que no requirieron EPO ni EO y que se encuentran conectadas eléctricamente al SEIN, que opten por entrar en Operación Comercial, deberán cumplir los siguientes requisitos, siguiendo los plazos indicados en el numeral 12.4 del presente procedimiento:

- a) Acreditar que la central se encuentra conectada eléctricamente al SEIN.
- b) Ser integrante del COES.
- c) Presentar la documentación descrita en el numeral 11.4.1 (incisos 1 y 5, y el 6 y 8 en caso correspondan) del presente procedimiento.
- d) Presentar la documentación descrita en los literales c, d y e del numeral 4.2 del Anexo 4 del presente procedimiento.
- e) Presentar la documentación descrita en el numeral 12.3 del presente procedimiento.
- f) Para las CGC mayores de 10 MW, adjuntar el modelo eléctrico de la central que el titular disponga, en el software establecido por el COES, y los ajustes de los equipos de control, plasmados en los modelos matemáticos en el mismo software.
- g) Presentar los datos de placa y protocolos de fábrica de los equipos.

13. PROCEDIMIENTO PARA LA SUSPENSIÓN DE LA OPERACIÓN COMERCIAL E INTEGRACIÓN AL SEIN Y CONCLUSIÓN DE OPERACIÓN COMERCIAL

13.1 Causales de suspensión de la Operación Comercial o Integración al SEIN

El COES podrá suspender la Operación Comercial o integración al SEIN, en los siguientes casos:

1. Se determine que la documentación y/o información presentada por el Titular de la Instalación al COES para obtener la

Conformidad de inicio de la Operación Comercial o integración de instalaciones al SEIN, es falsa o que no corresponda a la realidad.

2. Cuando el Titular de la Instalación no realice las pruebas de Potencia Efectiva y Rendimiento en los plazos establecidos en el numeral 12.7 del presente procedimiento, salvo que el Titular de la Instalación demuestre que dichas pruebas no pudieron ser realizadas por causas que no le son atribuibles.

El COES pondrá en conocimiento de OSINERGMIN copia de la decisión que suspende la Operación Comercial o Integración al SEIN, así como las decisiones modificatorias que de ser el caso se efectúen en el marco del ejercicio del derecho de impugnación de los Agentes.

13.2 Levantamiento de la suspensión de Operación Comercial

La suspensión de Operación Comercial será levantada por el COES cuando el Titular de la Instalación subsane a satisfacción del COES, la causal de suspensión en que incurrió.

13.3 Conclusión de la Operación Comercial dispuesta por el COES

El COES de oficio declarará la conclusión de Operación Comercial de una unidad o central de generación cuando se produzca cualquiera de las siguientes causales

1. Cuando por cualquier causa, incluidos los eventos de fuerza mayor, la unidad o central de generación no se encuentre disponible para su operación en el SEIN por más de tres (3) meses consecutivos.

Se exceptúan de esta causal:

- I) Las centrales que solo operan en modo de Cogeneración y que por sus propias características técnicas operan en el SEIN en forma estacional.
- II) El Participante Generador que tiene una única unidad o central de generación en Operación Comercial, siempre que, antes de cumplirse los tres (3) meses de indisponibilidad, comunique al COES su renuncia expresa al derecho de que su unidad o central de generación cuente con Ingresos por Potencia durante el periodo en el que no va a estar disponible para operar en el SEIN, para lo cual, se le considerará una Potencia Firme igual a cero; y, constituya garantías conforme a lo

dispuesto en el Procedimiento Técnico del COES N° 46 “Garantías y constitución de fideicomisos para el Mercado Mayorista de Electricidad” o la norma que lo reemplace, las cuales deberán mantenerse vigentes durante el periodo en el que la unidad o central de generación no va a estar disponible para operar en el SEIN.

Este supuesto es aplicable hasta por un periodo de dieciocho (18) meses computados desde que el Titular comunica al COES la renuncia. Culminado dicho periodo, si la unidad o central continúa indisponible para operar en el SEIN, el COES declarará la Conclusión de su Operación Comercial.

- III) La unidad o central de generación que se encuentra en mantenimiento mayor aprobado previamente en el Programa Anual de Intervenciones.
- 2. Cuando la suspensión de la Operación Comercial declarada conforme al numeral 13.1, se prolongue por más de tres (3) meses.
- 3. Cuando la autoridad competente emita un acto administrativo expreso que declare la caducidad de la concesión definitiva de generación o revoque la autorización de generación que involucra la unidad de generación que cuenta con Conformidad de Operación Comercial.
- 4. Cuando el Participante Generador es excluido del Mercado Mayorista de Electricidad, conforme a lo dispuesto en el Procedimiento Técnico del COES N° 02 “Condiciones de Participación en el Mercado Mayorista de Electricidad”. En este caso, la Conclusión de la Operación Comercial aplica de forma inmediata a todas las Unidades de Generación del Participante Generador.

En el caso de que la Conclusión de Operación Comercial haya sido dispuesta por el COES en aplicación del inciso 1, y mientras que la unidad o central de generación continúe integrada al SEIN, el levantamiento de la Conclusión de Operación Comercial se tramitará con la solicitud del Titular de la Instalación confirmando la disponibilidad de su unidad o central, a dicha solicitud se debe adjuntar un informe de sustento con la descripción de las pruebas de operatividad realizadas, indicadas en los numerales 2.4 y 2.5 del Anexo 4, según corresponda, las cuales serán incluidas en los programas semanal y diario a solicitud del titular de la unidad o

central. Presentada la solicitud, el COES emitirá su pronunciamiento en un plazo no mayor a diez (10) días hábiles luego de emitida la solicitud.

13.4 Conclusión de la Operación Comercial a solicitud de parte

13.4.1 En el caso de unidad es o centrales de generación cuya potencia instalada sea igual o mayor a la potencia señalada en el Reglamento del COES para calificar como integrante obligatorio del COES, el Titular de la Instalación podrá solicitar la Conclusión de la Operación Comercial, para lo cual deberá presentar una solicitud que contenga lo siguiente:

1. Identificación de la unidad o central de generación sobre la cual se solicita la Conclusión de la Operación Comercial.
2. Acto administrativo expreso de la autoridad competente que apruebe la renuncia a la concesión definitiva o autorización de generación; o que modifique la concesión definitiva o autorización de generación, de tal manera que la unidad de generación que cuenta con Conformidad de Operación Comercial ya no se encuentre comprendida dentro de los alcances de dicho título habilitante.

13.4.2 Adicionalmente, en el caso de unidades o centrales de generación cuya potencia instalada sea inferior a la potencia señalada en el Reglamento del COES para calificar como integrante obligatorio del COES, el Titular de la Instalación podrá solicitar la conclusión de la Operación Comercial de esa unidad o central, para lo cual deberá presentar al COES una solicitud que contenga lo siguiente:

1. Identificación de la unidad o central de generación sobre la cual se solicita.
2. Razones que justifican la conclusión de la Operación Comercial.
3. Acreditar mediante los respectivos análisis eléctricos que la salida de la instalación no pone en riesgo la calidad del servicio eléctrico ni la seguridad de la operación del SEIN en un horizonte de dos (02) años desde la fecha prevista para la conclusión de la Operación Comercial.

Para tal fin, el Titular de la Instalación realizará los análisis en estado estacionario, cumpliendo las siguientes premisas:

- a. El análisis se realizará en los escenarios de avenida y estiaje del año previsto de conclusión de Operación Comercial, con y

sin la central o unidad, tomando como base de análisis solo a las centrales con Operación Comercial y las instalaciones conectadas al SEIN. Esto permitirá evaluar el impacto de la conclusión de la operación de la central, así como identificar las medidas operativas que permitirán atender la demanda que se vea afectada.

- b. Para los escenarios de análisis sin central y/o unidad, en condición N y N-1 no se admite la transgresión a los estándares de desempeño indicado en el numeral 8 del Anexo 2 o interrupciones de suministro.

13.5 Trámite para la conclusión de Operación Comercial

13.5.1. En caso de que el trámite de conclusión de la Operación Comercial sea iniciado a solicitud de parte, se seguirá el siguiente procedimiento:

1. Presentada la solicitud, el COES tiene un plazo de quince (15) días hábiles para pronunciarse formulando observaciones, aprobándola o rechazándola.
2. El Titular de la Instalación tiene un plazo de quince (15) días hábiles para absolver las observaciones del COES.
3. Vencido dicho plazo, con o sin absolución del Titular de la Instalación, el COES tiene un plazo de quince (15) días hábiles para pronunciarse.

13.6 Fecha efectiva para la conclusión de Operación Comercial

En caso de emitirse la Conformidad de conclusión de Operación Comercial de la unidad o central de generación, el COES determinará la fecha a partir de la cual se hará efectiva, la cual se fijará dentro del periodo de un año, contado a partir de la fecha en que fue emitida la decisión.

Se exceptúa de esta disposición los supuestos contemplados en el inciso 4 del numeral 13.3 e inciso 2 del numeral 13.4.1, en cuyos casos la Conformidad de conclusión de la Operación Comercial surte efectos a partir del día siguiente de la decisión emitida por el COES.

13.7 Publicación de las solicitudes para la obtención de la Conformidad de conclusión de Operación Comercial

El COES publicará en su portal de internet, el listado de las solicitudes de Conformidad de Conclusión de Operación Comercial en curso, así como el estado del trámite y las decisiones respectivas.

13.8 Remisión de información vinculada a la Conclusión de la Operación Comercial a OSINERGMIN

Toda solicitud o trámite de conclusión de la Operación Comercial será puesto en conocimiento de OSINERGMIN.

14. PROCEDIMIENTO PARA OTORGAR LA CONFORMIDAD DEL RETIRO DE INSTALACIONES DEL SEIN

14.1 Objeto del trámite para la obtención de la Conformidad del retiro de instalaciones del SEIN

El trámite para la obtención de la Conformidad de Retiro de Instalaciones del SEIN tiene por objeto la desconexión definitiva de las acometidas que permiten la conexión de la instalación de generación o transmisión al SEIN y el retiro físico de las instalaciones.

14.2 Condiciones para solicitar la Conformidad del retiro de instalaciones del SEIN

El Titular de la Instalación, puede solicitar el retiro de instalaciones, para lo cual debe cumplir con cualquier de las siguientes condiciones:

1. Que se haya obtenido la conformidad de la conclusión de Operación Comercial, cuando corresponda.
2. En el caso de instalaciones que tienen a su favor concesión o autorización eléctrica, acto administrativo expreso de la autoridad competente que aprueba la revocación, renuncia o caducidad de la autorización o concesión del Titular de la Instalación, estableciendo además que no resulta aplicable el procedimiento de intervención y/o subasta establecidos en la Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento; o acto administrativo expreso de la autoridad competente que modifique la concesión definitiva o autorización eléctrica, de tal manera que la instalación ya no se encuentre comprendida dentro de los alcances de dicho título habilitante.
3. De tratarse de instalaciones que no requieren concesión o autorización conforme a la normatividad vigente, se requiere acreditar mediante los respectivos análisis eléctricos que la salida de la instalación no pone en riesgo la calidad del servicio eléctrico ni la seguridad de la operación del SEIN en un horizonte de dos (2) años desde la fecha prevista para el retiro de las instalaciones.

14.3 Contenido de las solicitudes para la obtención de la Conformidad para el retiro de instalaciones del SEIN

La solicitud de retiro de instalaciones del SEIN deberá contener lo siguiente:

1. Identificación de las instalaciones que se desea retirar.
2. Documentos que acrediten el cumplimiento de las condiciones a las que hace referencia el numeral 14.2.
3. Cronograma de retiro de las instalaciones.

14.4 Trámite para el retiro de instalaciones

1. Presentada la solicitud el COES tiene un plazo de quince (15) días hábiles para pronunciarse formulando observaciones, aprobándola o rechazándola.
2. El Titular de la Instalación tiene un plazo de quince (15) días hábiles para absolver las observaciones del COES.
3. Recibidas la absolución de observaciones el COES tiene un plazo de quince (15) días hábiles para pronunciarse.

El COES publicará en su portal de internet, el listado de las solicitudes para la obtención de la Conformidad del retiro de instalaciones al SEIN en curso, así como el estado del trámite y las decisiones respectivas.

14.5 Fecha efectiva para el retiro de instalaciones

En caso de aprobarse el retiro de instalaciones, el COES determinará la fecha a partir de la cual se hará efectiva, la cual se fijará dentro del año siguiente a la decisión.

En el caso de instalaciones que cuentan con un acto administrativo expreso de la autoridad competente que aprueba la revocación, caducidad, renuncia o modificación de la concesión definitiva o autorización, la fecha del retiro se hará efectiva a partir del día siguiente de emitida la Conformidad del Retiro de Instalaciones del SEIN.

15. DISPOSICIONES COMPLEMENTARIAS

PRIMERA: En caso la solicitud de Conformidad del EPO, EO, Integración al SEIN y/o de Operación Comercial, se refiera a instalaciones con tecnologías no consideradas en el presente procedimiento, el COES podrá

solicitar la información, estudios y otros requisitos que, a su criterio técnico, considere necesarios para la evaluación del pedido respectivo, sin perjuicio de gestionar luego la modificación del presente procedimiento.

SEGUNDA: Respecto de la información proporcionada en la aplicación del presente procedimiento, el Gestor del Proyecto o el Titular de la Instalación deberán declarar expresamente la existencia de información confidencial, indicándola con precisión y sustentando la necesidad de que tal información sea tratada de tal forma; quedando el COES autorizado a divulgar la información que no califique como información confidencial. El COES evaluará y otorgará dicho tratamiento a la información proporcionada, conforme a sus procedimientos internos. La información declarada confidencial no podrá ser divulgada, salvo requerimiento de Osinergmin u otra autoridad competente.

TERCERA: Todos los proyectos, incluidos los que resulten de procesos de promoción de la inversión privada en infraestructura, y/o de adendas o cláusulas adicionales a los Contratos de Concesión respectivos, deberán cumplir el Anexo 1 sobre “criterios y requisitos mínimos para el diseño de instalaciones eléctricas”.

CUARTA: La conformidad del EPO y EO por parte del COES, no exime al Gestor del Proyecto, Tercero Involucrado, Titular de la Instalación y/o Agente, según corresponda, del cumplimiento de otras obligaciones legales y contractuales sobre el diseño, construcción y/o de operación de sus instalaciones, las cuales serán reguladas y fiscalizadas por las entidades competentes.

QUINTA: En caso de falla de instalaciones ya integradas al SEIN que por cualquier causa quedan inoperativas de manera permanente o prolongada y requiere el reemplazo urgente de las mismas para reponer el suministro eléctrico de instalaciones, se requerirá únicamente la aprobación del estudio de coordinación de protecciones por el COES de forma previa a la puesta de servicio.

SEXTA: La excepción establecida en el inciso 1 del numeral 9.2 no es aplicable a los proyectos del Plan de Transmisión aprobados por el Ministerio de Energía y Minas antes de la vigencia del presente procedimiento.

SÉTIMA: El incumplimiento de las obligaciones por parte de los agentes, como las de entrega de información de los Integrantes, previstas en el

presente procedimiento deberá ser informado por el COES a Osinergmin en el mes siguiente de identificado. Para efectos de iniciar el procedimiento administrativo sancionador a que hubiere lugar, se aplicarán las sanciones previstas en la Escala de Multas y Sanciones. La información que remita el COES incluirá la información declarada confidencial, para el ejercicio de las funciones de supervisión de este organismo. En caso en la información proporcionada exista información declarada confidencial, el COES indicará dicha condición a Osinergmin con la finalidad de que se inicie el procedimiento de declaratoria de confidencialidad conforme a la normativa sobre la materia.

OCTAVA: En el caso de instalaciones provisionales que requieran ingresar al sistema con carácter de urgencia, debido a fallas que interrumpan suministro, o de configuraciones provisionales de instalaciones existentes como parte de la implementación de un proyecto, en coordinación con los Agentes cuyas instalaciones se vean impactadas según corresponda, se les exceptuará de cumplir lo indicado en los numerales 9, 10 y 11 del presente procedimiento, siendo solo necesario presentar el estudio de protecciones de la instalación provisional, y otra información que el COES considere necesaria. Asimismo, de considerarlo necesario, el COES pedirá opinión a los Agentes que se vean eléctricamente impactados.

16. ANEXOS

- ANEXO 1 : Criterios Mínimos de Diseño de Instalaciones Eléctricas
- ANEXO 2 : Requisitos para la Aprobación de los Estudios de Pre-Operatividad
- ANEXO 3 : Requisitos para la Aprobación de los Estudios de Operatividad
- ANEXO 4 : Requisitos para la Integración de Instalaciones al SEIN
- ANEXO 5 : Pruebas de Homologación de Modelos

	PROCEDIMIENTO DE INGRESO, MODIFICACIÓN Y	
COES	RETIRO DE INSTALACIONES EN EL SEIN	ANEXO
ANEXO 1. CRITERIOS MINIMOS DE DISEÑO DE INSTALACIONES ELÉCTRICAS		

INDICE

DEFINICIONES

ESTÁNDARES Y NORMAS TÉCNICAS

OBJETIVO

ALCANCE

1. CAPÍTULO 1 : CODIFICACIÓN DE PRINCIPALES EQUIPOS ELÉCTRICOS DEL SEIN

1.1	Objetivo	1
1.2	Alcance	1
1.3	Codificación de Equipos	2

2. CAPÍTULO 2 : REQUISITOS DE CONEXIÓN Y ACCESO AL SEIN

2.1	Objetivo	6
2.2	Alcance	6
2.3	Conexión de los Sistemas de Transmisión	6
2.3.1	Criterios para la Conexión en Líneas de Transmisión	6
2.3.2	Criterios para la Conexión de Subestaciones	9
2.4	Requisitos para la Conexión de Instalaciones de Generación	
2.4.1	Por Capacidad de la Central	13
2.4.2	Por Configuración Generador – Transformador	13
2.4.3	Por Capacidad Dinámica	15
2.4.4	Criterios para el Punto de Conexión	15
2.5	Requisitos para la Conexión de Instalaciones de la Demanda	
2.5.1	Equipamiento	17
2.5.2	Demanda Admisible en el Punto de Conexión	18
2.5.3	Factor de Potencia	18
2.6	Indicadores de Desempeño	

2.6.1	Tensión	19
2.6.2	Sobrecargas	19
2.6.3	Requisitos de Estabilidad	19
2.6.4	Niveles de Armónicos	19
3. CAPÍTULO 3 : REQUISITOS TÉCNICOS MÍNIMOS DE INSTALACIONES DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA		
3.1	Objetivo	22
3.2	Para el Diseño Eléctrico de Líneas de Transmisión	
3.2.1	Capacidades de Transmisión	22
3.2.2	Capacidad de Corriente de los Conductores de Fases	23
3.2.3	Capacidad de Corriente de los Cables de Guarda	24
3.2.4	Coordinación de Aislamiento y Protección Contra Rayos	24
3.2.5	Emisión Electromagnética	28
3.3	Para el Diseño Mecánico de Líneas de Transmisión	
3.3.1	Secciones Mínimas de Conductores en Líneas de Transmisión Local	29
3.3.2	Requerimientos Electromecánicos	30
3.3.3	Requerimientos Mecánicos	30
3.3.4	Líneas Expuestas a la Acumulación de Hielo	31
3.3.5	Transposiciones	31
3.3.6	Condiciones para la Localización de Estructuras	32
3.3.7	Geometría de la Parte Superior de la Estructura	32
4. CAPÍTULO 4 : REQUISITOS TÉCNICOS MÍNIMOS DE INSTALACIONES DE GENERACIÓN ELÉCTRICA Y SISTEMA DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA CON BATERÍAS		
4.1	Objetivo	42
4.2	Alcance	42
4.3	Centrales de Generación Convencional (CGC)	
4.3.1	Criterios Generales a Considerar	42
4.3.2	Conmutador de Tomas del Transformador Elevador	44
		785

4.3.3	Sistemas de Excitación y Regulación de Tensión	45
4.3.4	Control de Potencia – Frecuencia	48
4.3.5	Servicios Auxiliares	50
4.3.6	Sistemas de Protecciones	51
4.3.7	Sistemas de Comunicaciones	51
4.4	Centrales de Generación No Convencional (CGNC)	
4.4.1	Requisitos Generales	52
4.4.2	Control de Potencia Activa y Frecuencia	52
4.4.3	Control de la Potencia Reactiva y Tensión	53
4.4.4	Capacidad Dinámica en Contingencias	56
4.4.5	Tolerancia ante las variaciones de la Frecuencia	56
4.4.6	Calidad de la Tensión	57
4.4.7	Sistemas de Protección	57
4.4.8	Sistemas de Comunicación y Control Externo	58
4.5	Exigencias para Equipos Estáticos de Inyección de Energía Activa	
4.5.1	Respuesta a las Variaciones de Tensión	58
4.5.2	Respuesta a las Variaciones de Frecuencia	59
4.5.3	Dimensionamiento para RPF	59
4.5.4	Sistemas de Protección	59
4.5.5	Sistemas de Comunicación y Control Externo	59
4.5.6	Calidad de la Tensión	59
5. CAPÍTULO 5 : REQUISITOS TÉCNICOS MÍNIMOS DE INSTALACIONES DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS		
5.1	Objetivo	62
5.2	Alcance	62
5.3	Tipos de Subestaciones	
5.3.1	Subestaciones Aisladas en Aire (AIS)	62
5.3.2	Subestaciones con Celdas Aisladas en Gas	63
5.3.3	Subestaciones Tipo Híbridas	63
		786

5.4	Criterios de Diseño Eléctrico	
5.4.1	Niveles de Tensión Nominal	63
5.4.2	Corrientes Nominales	64
5.4.3	Niveles de Corriente de Cortocircuito	64
5.4.4	Coordinación de Aislamiento	64
5.4.5	Servicios Auxiliares	67
5.5	Criterios de Diseño Electromecánico	
5.5.1	Campos Electromagnéticos	71
5.5.2	Sistemas de Puesta a Tierra	73
5.5.3	Protección Contra Descargas Atmosféricas	74
5.5.4	Protección Contra Incendios	75
5.5.5	Protección en la Unidades Transformadoras de Potencia	76
5.6	Equipamiento de Alta Tensión	
5.6.1	Especificaciones Técnicas Generales	76
5.6.2	Interruptores	78
5.6.3	Seccionadores y Cuchillas de Puesta a Tierra	81
5.6.4	Transformadores de Corriente	82
5.6.5	Transformadores de Tensión	83
5.6.6	Descargadores de Sobretensión	84
5.6.7	Unidades Transformadoras de Potencia	85
5.6.8	Compensador Síncrono	90
5.6.9	Equipos Estáticos de Compensación Reactiva	90
5.6.10	Compensador Estático Síncrono	91
5.6.11	Reactores en Derivación	92
5.6.12	Reactores en Serie	94
5.6.13	Capacitores en Derivación	94
5.6.14	Compensación Serie	95
5.6.15	Subestaciones Encapsuladas Aisladas en Gas SF6	97
5.6.16	Cables Desnudos y Barras	98
		787

5.7 Obras Civiles	
5.7.1 Entorno Físico	99
5.7.2 Cimentación y Estructuras de Soporte	100
5.8 Control, Protección y Comunicaciones	100
6. CAPÍTULO 6 : REQUISITOS TÉCNICOS MÍNIMOS PARA LOS SISTEMAS DE PROTECCIÓN, MEDICIÓN Y COMUNICACIONES	
6.1 Objetivo	101
6.2 Alcance	101
6.3 Líneas de Transmisión	
6.3.1 Tiempo de Despeje de Falla	102
6.3.2 Disparo rápido entre el 0 y el 100% de la Longitud de Línea	102
6.3.3 Respaldo Remoto	103
6.3.4 Característica de la Protección de Distancia	103
6.3.5 Característica de la Protección de Diferencial de Línea	104
6.4 Transformadores y Autotransformadores	
6.4.1 Protecciones Propias o Intrínsecas	105
6.4.2 Protecciones Eléctricas	106
6.4.3 Relé de Mando Sincronizado	108
6.5 Protección de Barra	108
6.6 Reactores y Bancos de Capacitores	110
6.7 Centrales de Generación	110
6.8 Clase de Precisión de los Transformadores de Medida Destinados a los Sistemas de Protección	111
6.9 Sincronización en el Tiempo de los Relés de Protección	111
6.10 Medición	
6.10.1 Medidores de Energía	111
6.10.2 Unidad de Medición Fasorial (PMU)	114
6.10.3 Equipos Registradores de Fallas	115
6.11 Comunicaciones en los Sistemas de Transmisión	118
	788

7. CAPÍTULO 7 : REQUISITOS TÉCNICOS MÍNIMOS PARA AUTOMATIZACIÓN Y CONTROL

7.1	Objetivo	137
7.2	Alcance	137
7.3	Filosofía de Diseño	
7.3.1	Arquitectura del SAS	137
7.3.2	Funcionalidades	137
7.3.3	Red de Área Local (LAN) Ethernet	138
7.4	Arquitectura de Automatización o Control Local	
7.4.1	Tipo de Arquitectura	138
7.4.2	Mediciones	139
7.4.3	Transmisión de Datos al Centro de Control	139
7.4.4	Redundancia	139
7.5	Modos de Control en las Subestaciones	
7.5.1	Mando “Local” – Nivel 0	140
7.5.2	Mando “Desde Caseta de Control” – Nivel 1	140
7.5.3	Mando “Desde Sala de Control” – Nivel 2	141
7.5.4	Mando “Por Telemando” – Nivel 3	142
7.5.5	Subestaciones Digitales	142
7.6	Compatibilidad entre el CC de Empresas y el CC del COES	143

DEFINICIONES

- 1.1 **AIS:** Subestación aisladas en aire, donde los equipos, conductores y barrajes se instalan en estructuras soportadas y se encuentran aislados en aire a presión atmosférica.
- 1.2 **BESS:** Sistemas de Almacenamiento de Energía con Baterías (Battery Energy Storage Systems)
- 1.3 **CAC:** Central de Alta Controlabilidad.
- 1.4 **CBC:** Central de Baja Controlabilidad.
- 1.5 **CCV:** Control Conjunto de Tensiones.
- 1.6 **CGC:** Central de Generación Convencional.
- 1.7 **CGNC:** Central de Generación No Convencional
- 1.8 **CPF:** Control de Potencia-Frecuencia. Sistema de Control que ajusta automáticamente la potencia generada en cada unidad para mantener la frecuencia dentro de ciertos límites.
- 1.9 **Demanda:** Consumidores de energía conectados al sistema eléctrico en niveles de tensión mayores a 100 kV, dentro de los cuales están comprendidos los Usuarios Libres y Distribuidores.
- 1.10 **DNP3:** Distributed Network Protocol, IEEE 1815, protocolo de comunicaciones entre equipos y estación, es robusto, eficiente y compatible que otros protocolos.
- 1.11 **GIS:** Subestación con celdas aisladas en gas, donde los equipos, conductores y barrajes se instalan en ductos metálicos aislados en gas, normalmente SF6, a una presión por encima de la atmosférica.
- 1.12 **ICCP:** Protocolo entre los Centros de Control ("Inter Center Control Protocol"). Es un protocolo de comunicación para intercambio de información en tiempo real entre varios centros de control con equipamientos de diversas marcas y tecnologías.
- 1.13 **IED:** Dispositivo Electrónico Inteligente ("Intelligent Electronic Device")
- 1.14 **Inercia Sintética:** Es la emulación del efecto de inercia de un módulo de generación de energía síncrona al nivel prescrito de rendimiento.
- 1.15 **Interconexiones Internacionales:** Instalaciones de transmisión que permiten conectar el SEIN con instalaciones de transmisión de sistemas eléctricos de países fronterizos.

- 1.16 **LAN:** Red de Área Local (“Local Area Network”) red que conecta equipos en una pequeña área y lo puede realizar a través de un cable o de ondas.
- 1.17 **OEL:** Limitador de Máxima Excitación (“Over Excitation Limiter”) Limitador que se encarga de ajustar el punto de operación dentro de los límites establecidos por la curva de operación del generador en la región de sobreexcitación.
- 1.18 **PSS:** Estabilizador del Sistema de Potencia (“Power System Stabilizer”) sistemas de control que actúan sobre el sistema de excitación para mejorar el amortiguamiento de las oscilaciones mecánicas de las unidades de generación.
- 1.19 **Punto de Conexión:** Es la instalación de transmisión en la cual se prevé conectar al SEIN, las instalaciones propuestas por el Gestor del Proyecto.
- 1.20 **RAT:** Regulador Automático de Tensión. Equipo que regula automáticamente la tensión a fin de mantenerla a un valor constante.
- 1.21 **RBC:** Regulador Bajo Carga. Equipo cambiador de tomas bajo carga.
- 1.22 **RIS :** Red ICCP del SEIN.
- 1.23 **Routers:** Dispositivos de red utilizados para unir redes lógicas diferentes y transferir datos entre ellas.
- 1.24 **SAS:** Sistema de Automatización de Subestación (“Substation Automation System”).
- 1.25 **SCADA:** Sistema de Adquisición de Datos y Control Supervisor (“Supervisory Control and Data Acquisition”).
- 1.26 **SERT:** Sistema de Excitación y Regulación de la Tensión. Conjunto de sistemas de control y funciones limitadoras que tienen el objetivo de controlar la tensión en los terminales del generador a través de la tensión y corriente de excitación.
- 1.27 **Switches:** Dispositivos de interconexión utilizados para conectar equipos de red formando lo que se conoce como red de área local.
- 1.28 **TCP/IP:** Protocolo de Control de Transmisión/Protocolo de Internet (“Transmission Control Protocol/Internet Protocol”).
- 1.29 **UEL:** Limitador de Mínima Excitación (“Under Excitation Limiter”) Limitador que se encarga de ajustar el punto de operación dentro de los límites establecidos por la curva de operación del generador en la región de subexcitación.

ESTÁNDARES Y NORMAS TÉCNICAS

- [1] «EPRI AC Transmission Line Reference Book – 200 kV and Above», Electric Power Research Institute (EPRI).
- [2] «IEC 60071: Insulation co-ordination», IEC International Standard.
- [3] «IEC 60076 Power Transformers.
- [4] «IEC 60076-6: Power transformers – Part 6
- [5] «IEC 60099 Surge arresters.
- [6] «IEC 60137 Insulated bushings for alternating voltages above 1000 V.
- [7] «IEC 60143 Series capacitors for power systems.
- [8] «IEC 60214 Tap-changers.
- [9] «IEC 60358 Coupling capacitors and capacitor dividers.
- [10] «IEC/TS 60815: Selection and Dimensioning of High-Voltage Insulators Intended for Use in Polluted Conditions», IEC Technical Specification.
- [11] «IEC 60826: Design Criteria of Overhead Transmission Lines», IEC International Standard.
- [12] «IEC TR 61000-3-6: Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 3-6: Limits – Assessment of emission limits for the connection of distorting installations to MV, HV and EHV power systems.
- [13] «IEC 61000-4-30: Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 4-30: Testing and measurement techniques – Power quality measurement methods.
- [14] «IEC 61850:2016 SER Communication networks and systems for power utility automation-ALL PARTS.
- [15] «IEC 60865: Short-circuit Currents – Calculation of Effects», IEC International Standard.
- [16] «IEC 60870-5-104 Telecontrol equipment and systems.
- [17] «IEC 61869-2 Additional requirements for current Transformers.
- [18] «IEC 61869-3 Additional requirements for inductive voltage transformers.
- [19] «IEC 61869-5 Additional requirements for capacitor voltage Transformers.
- [20] «IEC 62271-203 Gas-insulated metal-enclosed switchgear for rated voltages above 52 kV, Anexo F (Segunda Edición).

- [21] «IEC CISPR 18-1 Radio Interference Characteristics of Overhead Power Lines and High-Voltage Equipment – Part 1: Description of Phenomena. », IEC – CISPR Technical Report.
- [22] «IEC CISPR 18-2 Radio Interference Characteristics of Overhead Power Lines and High-Voltage Equipment – Part 2: Methods of Measurement and Procedure for Determining Limits. », IEC – CISPR Technical Report.
- [23] «IEC CISPR 18-3 Radio Interference Characteristics of Overhead Power Lines and High-Voltage Equipment – Part 3: Code of Practice for Minimizing the Generation of Radio Noise. », IEC – CISPR Technical Report.
- [24] «IEEE Guide for Safety in AC Substation Grounding», IEEE Std 80.
- [25] «IEEE Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electrical Power Systems», IEEE 519.
- [26] «IEEE Standard for Calculating the Current-Temperature of Bare Overhead Conductors», IEEE Std 738.
- [27] “Criterios Generales para los Sistemas de Protección del SEIN”, documento publicado en el portal de internet del COES;
- [28] “Requisitos Mínimos para los Sistemas de Protección del SEIN” documento publicado en el portal de internet del COES;
- [29] International Telecommunication Union ITU-T G.652.D;
- [30] Norma UNE-EN ISO/IEC 17025 Requisitos Generales para la Competencia de los Laboratorios de Ensayo y Calibración.
- [31] Norma IEC 62271-100: High-voltage switchgear and controlgear – Alternating current circuit-breakers
- [32] IEC 62271-1 High-Voltage Switchgear and Controlgear. Part 1 Common Specifications
- [33] IEEE Std 693 – Recommended Practice for Seismic Design of Substation
- [34] IEEE Std 998 Guide for Direct Lightning Stroke Shielding of Substations (Ref. [24])
- [35] Norma NFPA-10, Norma para extintores portátiles contra incendios.
- [36] IEC 62271-102 High-voltage switchgear and controlgear-Part 102: Alternating-current circuit-breakers
- [37] IEEE Std 1031 Guide for the Functional Specification of Transmission Static Var Compensators

- [38] IEEE 1052 Guide for Specification of Transmission Static Synchronous Compensator (STATCOM) Systems
- [39] IEC 60871 Shunt capacitors for AC Power Systems
- [40] IEC 61850-9-2 LE (Light Edition) Process Bus or Sampled Values
- [41] IEC 61850-8 Communication networks and systems in substations
- [42] IEC-62271-37-013 Alternating-current generator circuit-breakers
- [43] IEC-62271-110 High-Voltage Switchgear and Controlgear - Part 110: Inductive Load Switching
- [44] IEC/TR 62271-306 High-Voltage Switchgear and Controlgear – Part 306: Guide to IEC 62271-100, IEC 62271-1 and other IEC standards related to alternating current circuit-breakers
- [45] IEEE Std C37.015 Guide for the Application of Shunt Reactor Switching

OBJETIVO

El Anexo 1 Criterios Mínimos de Diseño de Infraestructura Eléctrica tiene como objetivos lo siguiente:

- Establecer un enfoque integral del diseño de la red eléctrica,
- Establecer requerimientos técnicos mínimos de los equipamientos principales del Sistema Eléctrico,
- Establecer criterios técnicos para el diseño de la infraestructura eléctrica.

ALCANCE

El presente anexo es de cumplimiento obligatorio para todas las instalaciones con infraestructura de generación, transmisión y demanda dentro del alcance de aplicación del PR-20, con el fin de evitar impactos negativos en la seguridad y calidad de las operaciones, así como también, cumplir con los indicadores de desempeño en su Punto de Conexión correspondiente.

En ese sentido se establecen los requisitos mínimos y criterios importantes a tomar en cuenta para el diseño de las nuevas instalaciones, ampliaciones y repotenciaciones de transmisión, generación y demanda eléctrica que se conectarán al SEIN, con la finalidad de estandarizar y mantener la seguridad

de la operación del SEIN dentro de los estándares de continuidad y calidad del suministro.

Para cumplir con ello, las nuevas instalaciones deberán incluir el nuevo equipamiento y las modificaciones necesarias, para que no se degrade el diseño original en el Punto de Conexión y se cumpla con los índices de calidad establecidos.

COES	PROCEDIMIENTO DE INGRESO, MODIFICACIÓN Y	ANEXO
	RETIRO DE INSTALACIONES EN EL SEIN	
ANEXO 1. CRITERIOS MINIMOS DE DISEÑO DE INSTALACIONES ELÉCTRICAS		
CAPÍTULO 1. CODIFICACIÓN DE PRINCIPALES EQUIPOS ELÉCTRICOS DEL SEIN		

1.1 OBJETO

Estandarizar la estructura para codificar y organizar la numeración correlativa de los principales equipos eléctricos que ingresan al SEIN.

1.2 ALCANCE

En el presente capítulo se establece la estructura para codificar los principales equipos eléctricos. Al respecto, es responsabilidad del COES otorgar el número correlativo para cada equipo mayor a 100 kV que ingrese al SEIN.

Para los equipos de menores niveles de tensión, el COES otorgará el número correlativo a las líneas de transmisión, el resto de equipos seguirán la misma estructura de codificación establecida por los titulares de las instalaciones eléctricas.

Los principales equipos eléctricos de potencia a considerar son: de transformación, transmisión y compensación reactiva, tal como se muestra en la Figura 1.1.

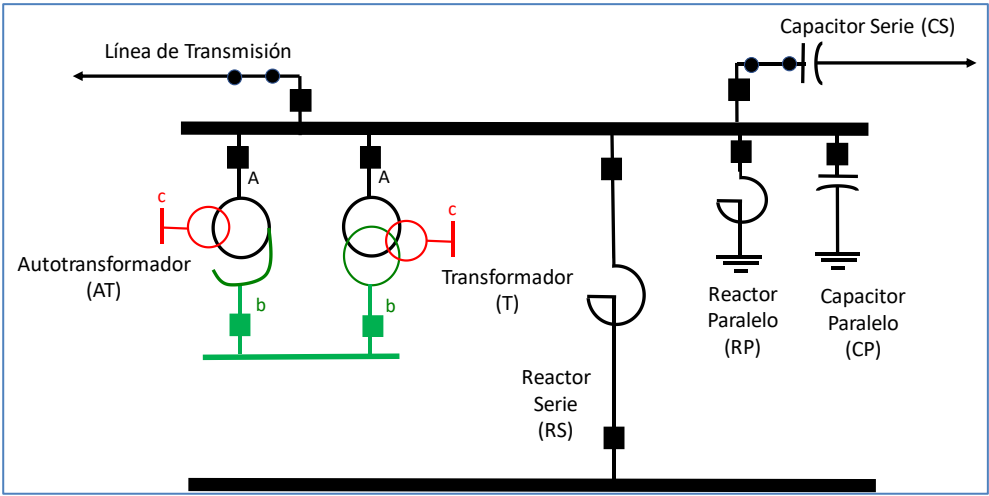


Figura 1.1. Principales equipos del SEIN que se codificarán y establecerán una numeración correlativa

1.3 CODIFICACIÓN DE EQUIPOS

Equipos de Transformación

Son los transformadores y autotransformadores de potencia de dos o tres devanados. Ver Figura 1.2

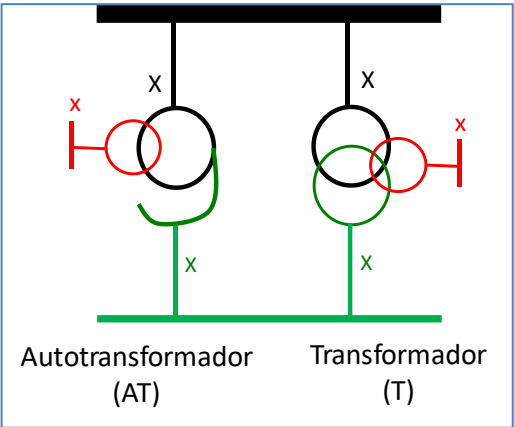
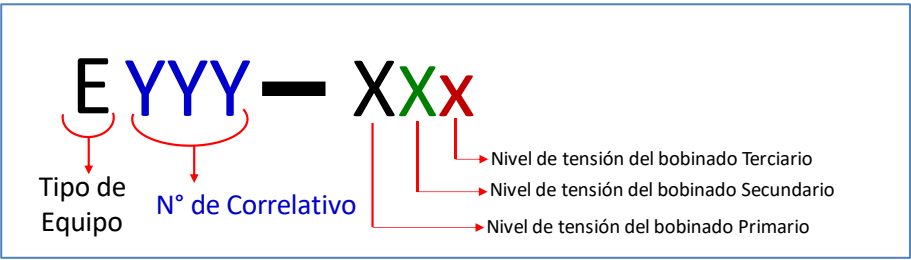


Figura 1.2. Equipos de transformación a codificar

La estructura de la codificación deberá ser de la siguiente forma:



Nivel de Tensión	Código para Lado Primario	Código para Lado Secundario	Código para Lado Terciario
500 kV	5	-----	-----
220 kV	2	2	-----
138 kV	1	1	-----
60 kV	-----	6	6
33 kV	-----	3	3
22,9 kV	-----	2	2
10 kV	-----	-----	1

Donde el tipo de equipo representado como “E” corresponde a la letra “T”, en el caso de transformadores de potencia, y a las letras “AT”, en el caso de autotransformadores de potencia.

Ejemplo de aplicación:

T042-521 (Transformador N°42, de 500/220/138 kV)

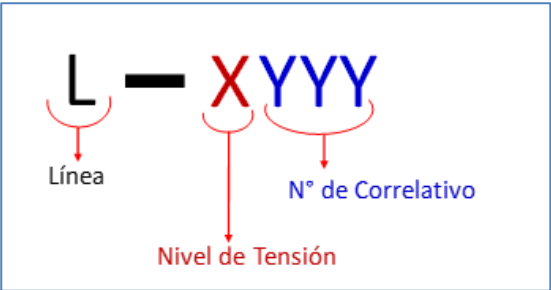
AT023-216 (Autotransformador N°23, de 220/138/60 kV)

T078-260 (Transformador N°78, de 220/60 kV) dos bobinados

Para el caso de transformadores de 4 bobinados se incluirá un número adicional en la estructura del correlativo para representar el nivel de tensión del cuarto bobinado.

Líneas de Transmisión

Deberán tener la siguiente estructura:



Nivel de Tensión	Código a emplear
500 kV	5
220 kV	2
138 kV	1

En el caso de que una línea existente sea seccionada por otro proyecto, el COES hará la recodificación de cada tramo, empleando la nomenclatura y correlativo respectivo.

Ejemplo de aplicación:

L-5020 (línea de 500 kV número 20)

L-1035 (línea de 138 kV número 35)

L-2145 (línea de 220 kV número 145)

Equipos de Compensación Reactiva

- Los equipos de compensación fija deberán tener la siguiente estructura:

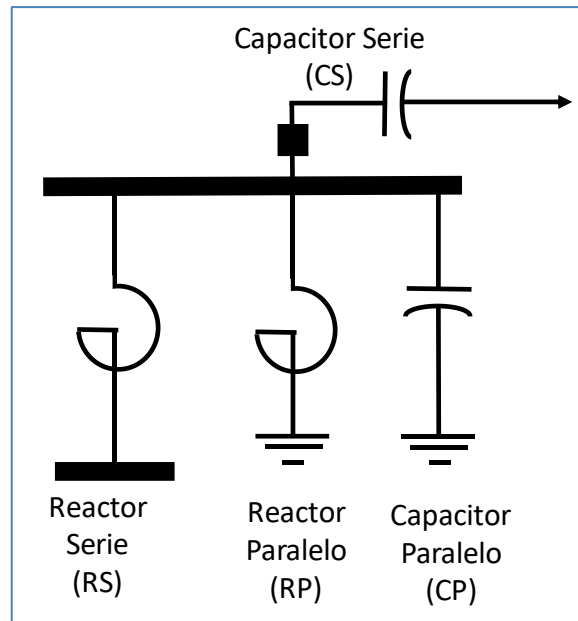


Figura 1.3. Equipos de compensación reactiva inductiva y capacitiva a codificar



Ejemplo de aplicación:

RS - 2005 (Reactor Serie en barra 200 kV número 5)

RP - 2030 (Reactor Paralelo en barra 220 kV número 30)

CS - 5015 (Capacitor Serie en nivel 500 kV número 15)

CP - 1130 (Capacitor Paralelo en nivel 138 kV número 130)

Los Reactores Paralelo, podrán codificarse como Reactores de Barra (RB) o Reactores de Línea (RL).

- Los equipos de compensación variable deberán tener la siguiente estructura:

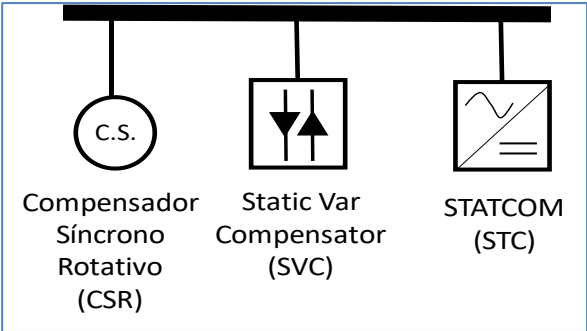
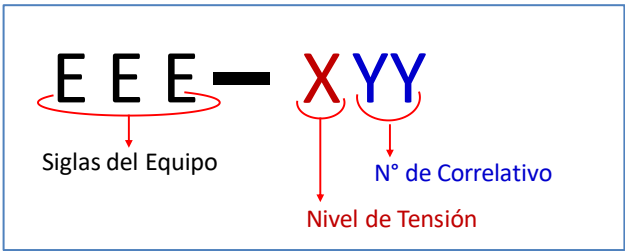


Figura 1.4. Equipos Especiales de compensación reactiva.



Nivel de Tensión	Código a emplear
500 kV	5
220 kV	2
138 kV	1

Ejemplo de aplicación:

CSR - 101 (Compensador Síncrono Rotativo en barra 138 kV número 1)

SVC - 505 (Static Var Compensator en barra 500 kV número 5)

STC - 202 (STATCOM en barra 220 kV número 2)

Para otros equipos FACTS, el COES definirá las siglas del equipo.

COES	PROCEDIMIENTO DE INGRESO, MODIFICACIÓN Y RETIRO DE INSTALACIONES EN EL SEIN	ANEXO
ANEXO 1. CRITERIOS MINIMOS DE DISEÑO DE INSTALACIONES ELÉCTRICAS		
CAPÍTULO 2. REQUISITOS DE CONEXIÓN Y ACCESO AL SEIN		

2.1 OBJETIVO

Establecer los requisitos mínimos y criterios para el acceso y conexión al SEIN, que deben adoptar las nuevas instalaciones, las ampliaciones y repotenciaciones de la infraestructura de transmisión, generación y/o demanda.

2.2 ALCANCE

Es de cumplimiento obligatorio para todas las instalaciones con infraestructura de generación, transmisión y demanda que se conecten al SEIN dentro del alcance de aplicación del PR-20, con el fin de evitar impactos negativos en la seguridad, calidad y confiabilidad de las operaciones, así como también, cumplir con los indicadores de desempeño en el Punto de Conexión.

Para cumplir con ello, las nuevas instalaciones, ampliaciones o repotenciaciones deberán incluir como parte de su proyecto el nuevo equipamiento más, las modificaciones y/o adición de equipos que sean necesarios en la instalación existente como líneas de transmisión y subestaciones, para no degradar el diseño original, ni afectar seguridad operativa del SEIN.

Las soluciones a los problemas de sobrecargas en líneas de transmisión y/o transformadores de potencia del STTN y STTR asociados a una instalación que se conecte por primera vez al SEIN, además de ser analizadas en el EPO que genera las sobrecargas, donde se deben considerar las medidas de mitigación respectivas, también serán analizadas en el marco del Plan de Transmisión del periodo correspondiente, realizando las recomendaciones necesarias para asegurar la operatividad del SEIN. Las que correspondan a instalaciones del STL, serán analizadas en el EPO del proyecto que genera las sobrecargas.

2.3 CONEXIÓN DE LOS SISTEMAS DE TRANSMISIÓN

2.3.1 CRITERIOS PARA LA CONEXIÓN EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

- La nueva instalación deberá garantizar que las características del diseño original de la línea se conserven o sean de mayores prestaciones y, deberá cumplir con los criterios técnicos establecidos en los capítulos 3, 5, 6 y 7 del presente Anexo I.
- La nueva instalación deberá cumplir con mantener las condiciones operativas del sistema en el Punto de Conexión, sin degradarlo.
- Las líneas de transmisión definidas como Interconexiones Internacionales solo podrán ser modificadas o seccionadas en el Plan de Transmisión.
- Las líneas de transmisión definidas como STTN y STTR deberán cumplir con los criterios establecidos en la Tabla 2.1. De no poder cumplir con alguno de los criterios, el proyecto deberá conectarse a una de las subestaciones ubicadas al extremo de la línea.

En el caso de seccionarse una línea de transmisión, el titular de la nueva instalación deberá considerar e implementar la reubicación de transposiciones, modificación de reactores de línea (si los tuviera), así como el cambio o adecuación de las protecciones y sistemas de comunicación de la línea existente. En caso de que, al seccionarse las líneas, en los tramos de línea corta resultantes se deberá implementar la protección diferencial de línea; si la línea existente no tuviera fibra óptica, se debe implementar el sistema de comunicación necesario para dejar operativa este tipo de protección. En los otros tramos, se deberá mantener el esquema de protección y comunicaciones de la línea original.

- En caso la línea a seccionarse posea compensación serie, el titular de la nueva instalación, en adición a lo mencionado en el ítem anterior, deberá realizar la adaptación de la compensación serie existente en los dos tramos de línea seccionadas, con la finalidad de que, la compensación de cada tramo no supere el 50% de su impedancia.
- El seccionamiento de líneas de transmisión del STL será evaluado en el Estudio de Pre-Operatividad.

Tabla 2.1. – Criterios a cumplir para el Seccionamiento de Líneas STTR y STL

Ítem	Criterio	STTN (500 kV)	STTR (220 kV)
1	Potencia mínima de la conexión del proyecto (demanda o central de generación), para el seccionamiento de una línea.	Mínimo el 25% de la capacidad nominal de la línea a seccionar, al año de ingreso del proyecto.	
2	Limitar el incremento de la longitud de la línea a seccionar (ver Figura 2.1).	El incremento de la longitud de la línea no debe superar el quince por ciento (15%).	
3	Distancia mínima entre la subestación existente y el punto de seccionamiento. (ver Figura 2.2).	Mayor a 70 km	Mayor a 30 km
4	Conexión a un <u>enlace de Transmisión</u> ⁹ conformado por más de un circuito. (ver Figura 2.3).	Se deberá implementar una configuración en “PI (π)”, seccionando todos los circuitos que lo conforman.	

Notas:

1. Se podrán exceptuar de los criterios 1 y 3 a los proyectos del Sistema de Transmisión aprobados por el MINEM, o provenientes del Plan de Inversiones en Transmisión, aprobados por el OSINERGMIN.
2. Por imposibilidad técnica se podrán flexibilizar los criterios de seccionamiento 1, 2 y 3. Para eso, el Gestor del Proyecto deberá sustentar tales imposibilidades y considerar en su EPO las medidas para solucionar los problemas técnicos que esto ocasionaría al SEIN.

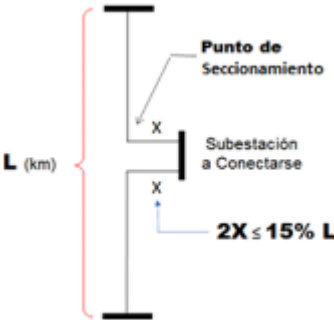


Figura 2.1 Longitud de la Derivación

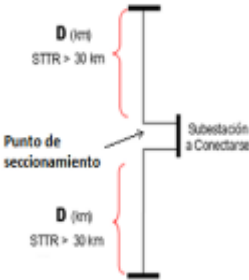


Figura 2.2 Distancia del punto de la Derivación

⁹ Enlace de Transmisión, es un sistema de transmisión que conecta a dos subestaciones.

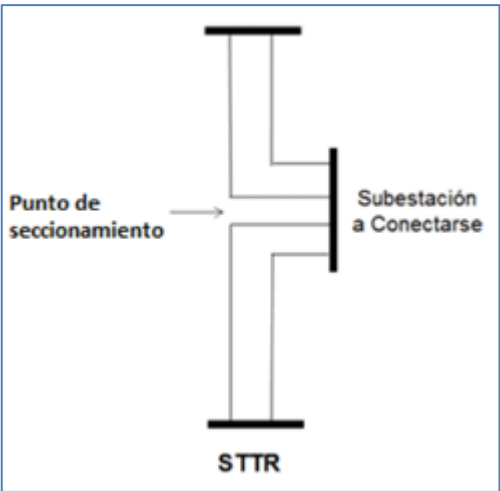


Figura 2.3 Tipo de Derivación en "PI (π)"

2.3.2 CRITERIOS PARA LA CONEXIÓN DE SUBESTACIONES

Configuración del Sistema de Barras

Las configuraciones mínimas aceptables para el SEIN, por su flexibilidad, confiabilidad y seguridad en la operación, son las siguientes:

Para el STTN:

Tensión nominal (kV)	Subestación AIS	Subestación GIS
500	- Interruptor y Medio	- Interruptor y Medio

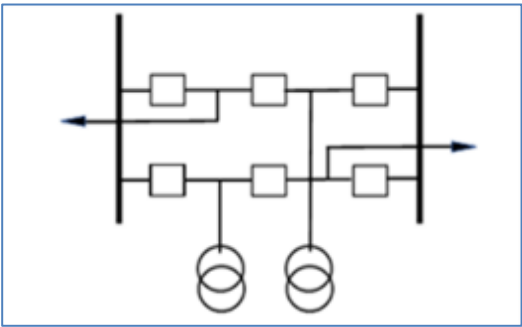


Figura 2.4 Configuración de Barras en Interruptor y Medio

Para el STTR:

Tensión nominal (kV)	Subestación AIS	Subestación GIS
220	- Doble Barra con Seccionador de Transferencia (By pass)	- Doble barra con seccionador de transferencia

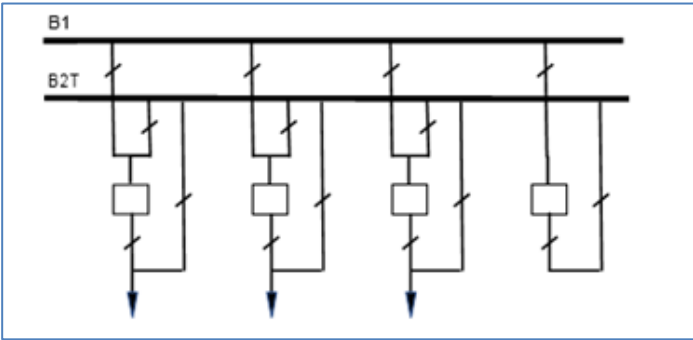


Figura 2.5 Configuración de Doble Barra con Seccionador de Transferencia (By Pass)

Para el STL:

Tensión nominal (kV)	Subestación AIS	Subestación GIS
Mayor o igual a 100 kV	Sin exigencia en la configuración de barras, con excepción del Punto de Conexión, en donde debe primar los criterios de diseño establecidos en dicho punto.	

Para cada una de las categorías mostradas, se podrán emplear otras configuraciones de barras que las establecidas, siempre que tengan un mayor nivel de confiabilidad, flexibilidad y seguridad en la operación.

Criterios para la Configuración de Barra en Interruptor y Medio

- El patio de llaves de las subestaciones del sistema de transmisión troncal debe ser diseñados en su fase inicial para un mínimo de tres (03) diámetros (cada diámetro conformado por un conjunto de tres interruptores para la conexión de dos circuitos, líneas, reactores y/o unidades transformadoras), con el equipamiento según el alcance del

proyecto, con posibilidad a expandirse hasta un máximo de cinco (05) diámetros en su fase final.

Los espacios para futuras ampliaciones deberán ser adquiridos como parte del proyecto inicial de la subestación y deberán quedar explanadas, niveladas y estar dentro del cerco perimetral de la subestación.

Las subestaciones del sistema de transmisión local podrán ser diseñadas e implementadas de acuerdo con las necesidades del proyecto.

- Cada línea debe tener un seccionador de línea y un seccionador de puesta a tierra, el cual debe ser instalado del lado de la línea.
- En subestaciones AIS, cada interruptor debe contar con los seccionadores necesarios para aislarlos de la subestación, para los trabajos de mantenimiento, sin interrupción del servicio. En subestaciones GIS, deberán contar adicionalmente con compartimientos y los seccionadores con visores que permitan visualizar su estado de posición.
- La conexión de una línea de doble terna o de transformadores paralelos (autotransformadores) no debe ser hecha en un solo diámetro. Cada terna debe conectarse a diámetros diferentes.
- La implementación incompleta de un diámetro (solo dos interruptores) se debe considerar la instalación de los seccionadores necesarios para la operación de los dos tercios del diámetro y la ampliación futura del tercio faltante.
- En lo posible, en un diámetro se debe conectar una fuente y una carga.

Criterios para las Configuraciones en Doble Barra y Doble Barra con Seccionador de Transferencia

- El patio de llaves de las subestaciones del sistema de transmisión troncal debe ser diseñado en su fase inicial para un mínimo de seis (06) circuitos (líneas, reactores y/o unidades transformadoras) con el equipamiento según el alcance del proyecto, con posibilidad a expandirse hasta un máximo de diez (10) circuitos en su fase final.

Los espacios para futuras ampliaciones deberán ser adquiridos como parte del proyecto inicial de la subestación y deberán quedar explanadas, niveladas y estar dentro del cerco perimetral de la subestación.

Las subestaciones del sistema de transmisión local (STL) podrán ser diseñadas e implementadas de acuerdo con las necesidades del proyecto.

- Cada Interruptor debe contar con los seccionadores necesarios para aislarlos de la subestación, de manera de poder proceder con los trabajos de mantenimiento.
- Cada línea debe tener un seccionador de línea y un seccionador de puesta a tierra, el cual debe ser instalado en el lado de la línea.
- La capacidad de corriente de los equipos de la celda de acoplamiento será equivalente a la capacidad de la barra.
- El Interruptor de la celda de acoplamiento deberá tener un mecanismo de accionamiento uni-tripolar.
- De ser posible, alternar los circuitos de carga con los circuitos de generación, evitando que existan flujos considerables de energía de una barra a la otra.

Criterios para Otras Configuración de Barras

- En las configuraciones en anillo, solo se permitirá la conexión de un máximo de ocho (08) circuitos. En caso se implemente menos circuitos, se deberá instalar los seccionadores necesarios para facilitar las ampliaciones, minimizando las interrupciones por las ampliaciones.

Los circuitos de las fuentes y de las cargas, deben ser ubicados en forma alternada.

- En las configuraciones de barra simple, solo se permitirá la conexión de un máximo de seis (6) circuitos, permitiéndose ampliar la barra a través de un interruptor de seccionamiento longitudinal para otro tramo de barra con cuatro (4) circuitos más (ver Figura 2.6).

En la configuración simple barra, tomar en cuenta los criterios que correspondan, aplicables a la configuración de doble barra.

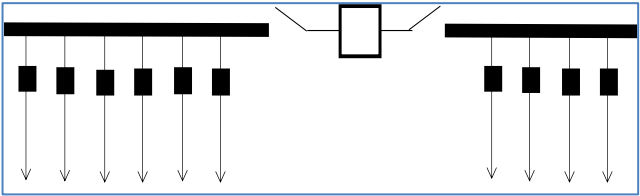


Figura 2.6. Configuración de Simple Barra con Interruptor de Seccionamiento Longitudinal.

2.4 REQUISITOS PARA LA CONEXIÓN DE INSTALACIONES DE GENERACIÓN

2.4.1 POR CAPACIDAD DE LA CENTRAL

La potencia total¹⁰ (S_n) resultante en el Punto de Conexión al SEIN, que podrá inyectar una central de generación por medio del sistema de transmisión correspondiente, o las centrales de generación que se encuentren agrupadas en una misma zona, por medio de un único sistema de transmisión, se encuentra delimitada por los rangos de potencia que se indican en la siguiente tabla, para los cuales le corresponde un nivel de tensión nominal. Ver Tabla 2.2.

Tabla 2.2. Punto de Conexión según Potencia Nominal

Potencia Nominal	Punto de Conexión
$20 \text{ MW} \leq S_n < 100 \text{ MW}$	En 220 kV o 138 kV.
$100 \text{ MW} \leq S_n < 250 \text{ MW}$	En 220 kV.
$250 \text{ MW} \leq S_n < 500 \text{ MW}$	En 500 kV. En 220 kV (*).
$S_n \geq 500 \text{ MW}$	En 500 kV (*).

(*) La necesidad de un Sistema redundante (línea de doble Terna) será evaluada en el Estudio de Pre Operatividad. Para potencias nominales mayores a 800 MW se debe considerar un Sistema de Transmisión redundante (línea de doble terna) para su conexión al SEIN.

¹⁰ Es la potencia alcanzada en la última etapa del proyecto.

2.4.2 POR CONFIGURACIÓN GENERADOR – TRANSFORMADOR

- Las configuraciones permitidas para el conjunto generador–transformador de Centrales de Generación Convencional (CGC) son las siguientes:

Tabla 2.3 Rangos de potencia de CGC

Potencia Nominal (MVA)	Configuraciones Permitidas para CGC
$20 \text{ MW} \leq S_n < 50 \text{ MW}$	(a), (b) y (c)
$50 \text{ MW} \leq S_n \leq 100 \text{ MW}$	(a) y (b)
$S_n > 100 \text{ MW}$	(a)

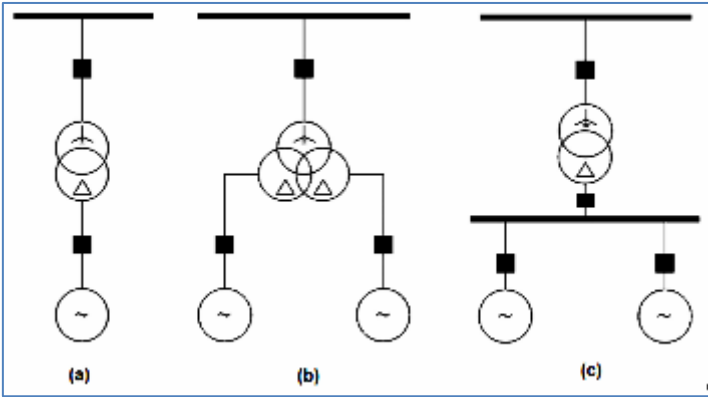


Figura 2.7 Configuraciones permitidas generador–transformador para CGC

- Las configuraciones permitidas para el conjunto generador–transformador de Centrales de Generación No Convencional (CGNC) serán evaluadas en el Estudio de Pre-Operatividad.

2.4.3 POR CAPACIDAD DINÁMICA

Las unidades de generación deben estar diseñadas con una capacidad de energía cinética para responder ante variaciones súbitas de frecuencia y mantener su estabilidad dentro del SEIN. Para ello, deberán cumplir con diseñar sus instalaciones con una

Constante de Inercia (H) que se encuentre dentro de los rangos mostrados en la Tabla 2.4. Los valores de H para el caso de unidad térmica e hidráulica corresponden a la inercia combinada de generador y turbina, y el valor de H para la generación no convencional corresponde al equivalente de una convencional.

Tabla 2.4. Rangos permitidos de Constantes de Inercia para Generadores

Tipo de Generación	Constante de Inercia H (s)
Unidad Térmica	$H > 3,0 \text{ s}$
Unidad Hidráulica	$H > 2,0 \text{ s}$
Generación No Convencional	Ver numeral 4.4.4 del Capítulo 4

2.4.4 CRITERIOS PARA EL PUNTO DE CONEXIÓN

En la implementación de las instalaciones de generación se deberá cumplir con los siguientes criterios:

- El transformador elevador que se conecte a las barras del Sistema de Transmisión del SEIN, debe tener el neutro del lado de alta tensión conectado rígidamente a tierra.
- El lado de alta tensión del transformador elevador deberá contar con un interruptor de maniobra con capacidad para interrumpir la máxima corriente de cortocircuito esperada en la vida útil de la central y de deberá ser de mando uni-tripolar en caso se requiera mando sincronizado.
- Cada generador individual, deberá contar con un interruptor de maniobra que permita aislarlo de la red. Los interruptores para equipos con potencia mayor a 10 MVA, deberán utilizar los interruptores denominados “Interruptores de Generación”, comprendidos en el alcance de la norma IEC-62271-37-013 (Ref. [42])

- En un mismo Punto de Conexión se podrán concentrar varias centrales de generación siempre que no excedan la máxima capacidad de corto circuito del sistema de transmisión y la potencia nominal resultante de generación establecida en la Tabla 2.2.
- Si el Punto de Conexión fuera una línea de transmisión, la instalación en derivación deberá cumplir como mínimo con las especificaciones técnicas de la línea existente, mantener los criterios de confiabilidad, seguridad y de protección establecidos en dicha instalación. En caso, la línea a conectar estuviera en proyecto, deberá cumplir con los requisitos mínimos establecidos en el Capítulos 3 del presente Anexo 1.
- Si el Punto de Conexión fuera una subestación, los equipamientos a implementar deberán cumplir como mínimo con las especificaciones del diseño existente, así como, mantener los criterios de confiabilidad, seguridad y de protección establecidos para dicha subestación o en caso de estar en proyecto, deberá cumplir con los requisitos mínimos establecidos en el Capítulo 5 del presente Anexo 1.
- El Titular de generación, es el responsable de evaluar en su diseño cualquier efecto que pueda tener el SEIN sobre sus instalaciones y del impacto negativo que pueda ocasionar su proyecto al SEIN e instalaciones en el área de influencia al Punto de Conexión. Para ello, tomando en cuenta los estudios sistémicos realizados por el COES, deberá realizar todos los estudios necesarios (Estudio de Pre Operatividad) para evaluar el impacto de la planta en el SEIN y considerar medidas correctivas que sean apropiadas para evitarlos.

Asimismo, el diseño del proyecto de generación deberá considerar que al interconectarse al SEIN, resista los esfuerzos de torsión en los conjuntos de turbina-generator como resultado de maniobras, cortocircuitos, recierre o interacciones de torsión resultantes de resonancias entre los modos de red eléctrica y los modos mecánicos del conjunto de turbina-generator (resonancias subsíncronas - RSS) o entre estos y controles en el SEIN.

2.5 REQUISITOS PARA LA CONEXIÓN DE INSTALACIONES DE LA DEMANDA

Las instalaciones de la Demanda para su conexión al SEIN, deben cumplir con los requisitos técnicos que se detallan, con el fin de evitar impactos negativos en la seguridad, calidad y confiabilidad de las operaciones, así como también, cumplir con los indicadores de desempeño en el Punto de Conexión.

2.5.1 EQUIPAMIENTO

Las instalaciones eléctricas de la Demanda y del Sistema de Transmisión que provee el Punto de Conexión respectivo, deberán contar con toda la infraestructura necesaria para su operación sin afectar a las instalaciones existentes y cumplir con lo siguiente:

- Si el Punto de Conexión fuera una línea de transmisión, la instalación en derivación deberá cumplir como mínimo con las especificaciones técnicas de la línea existente, mantener los criterios de confiabilidad, seguridad y protección establecidos en dicha instalación. En caso, la línea a conectarse estuviera en proyecto, deberá cumplir con los requisitos mínimos establecidos en el Capítulos 3 del presente Anexo.
- Si el Punto de Conexión fuera una subestación, los equipamientos a implementar deberán cumplir como mínimo con las especificaciones del diseño existente, así como, mantener los criterios de confiabilidad, seguridad y protección establecidos para dicha subestación. En caso, la subestación a conectarse estuviera en proyecto, deberá cumplir con los requisitos mínimos establecidos en el Capítulo 5 del presente Anexo.
- Las instalaciones internas de la Demanda deberán estar adaptadas para implementar los esquemas de rechazo automático de carga por mínima frecuencia o mínima tensión, que el COES haya dispuesto en su último estudio anual para el área del Punto de Conexión. Para cumplir con ello, los circuitos eléctricos deberán contar con los equipos de interrupción y relés de mínima frecuencia o tensión, con las características que el COES haya establecido en su último estudio anual.

- La corriente de carga a consumir por la Demanda, medido en el lado de alta tensión del transformador de conexión, deberá ser balanceada. En su defecto, no deberá exceder el 10% de desbalance entre fases.
- En caso, de que las instalaciones de Demanda posean generación propia como autoproductor, la potencia de corto circuito resultante en las instalaciones de transmisión de otros agentes debe permitir el correcto funcionamiento de los equipos existentes; en caso contrario, se deberá implementar el equipamiento necesario para limitar dicha contribución.

2.5.2 DEMANDA ADMISIBLE EN EL PUNTO DE CONEXIÓN

La potencia total¹¹ resultante en el Punto de Conexión al SEIN, que podrá tomar un proyecto de demanda por medio del sistema de transmisión correspondiente, se encuentra delimitada por los rangos de potencia que se indican en la siguiente tabla, para los cuales le corresponde un nivel de tensión nominal:

Tabla 2.5. Punto de Conexión de demanda según Potencia

Potencia Total (MW)	Punto de Conexión
20 MW ≤ Potencia < 100 MW	En 220 kV o 138 kV
100 MW ≤ Potencia < 250 MW	En 220 kV
Potencia ≥ 250 MW (*)	En 500 kV

- (*) Para una potencia mayor a 350 MW, el titular de la Demanda deberá implementar un Sistema de Transmisión redundante (con línea de doble terna) para su conexión al SEIN.
- (**) Se podrán exceptuar este criterio a los proyectos del Sistema de Transmisión aprobados por el MINEM, o provenientes del Plan de Inversiones en Transmisión, aprobados por el OSINERGMIN.

2.5.3 FACTOR DE POTENCIA

Aplicado para las instalaciones de Demanda, el factor de potencia (fdp), medido en el Punto de Conexión al SEIN, de las

¹¹ Es la potencia alcanzada en la última etapa del proyecto.

instalaciones asociadas a la demanda deben cumplir lo establecido en la Tabla 2.6.

Las maniobras de los equipos instalados para la corrección del factor de potencia no deben provocar fenómenos transitorios o resonantes que perjudiquen a las instalaciones cercanas.

Tabla 2.6. Factor de Potencia de la Demanda en el Punto de Conexión al SEIN

Tensión Nominal (kV)	Factor de Potencia
VN ≥ 100 kV	fdp ≥ 0,98 inductivo

2.6 INDICADORES DE DESEMPEÑO

En cualquier Punto de Conexión al SEIN, en la que accedan las instalaciones de generación, transmisión y demanda, deberán cumplir con los indicadores de desempeño que se listan a continuación:

2.6.1 TENSIÓN

Las indicadas en el numeral 8 del Anexo 2.

2.6.2 SOBRECARGAS

Las indicadas en el numeral 8 del Anexo 2.

2.6.3 REQUISITOS DE ESTABILIDAD

Aplicable para el caso de generadores, motores y compensadores síncronos.

Las indicadas en el numeral 8 del Anexo 2.

2.6.4 NIVELES DE ARMÓNICOS

Todas las instalaciones eléctricas que tengan cargas con características **“No Lineales”** y de comportamiento intermitente o que tengan cargas con una característica especial de operación o instalaciones que cuenten con equipos basados en electrónica de potencia, para su conexión al SEIN deben cumplir con limitar sus inyecciones de corriente armónica a los valores indicados en IEEE-519 e IEC 6100-3-6, en el Punto de Conexión.

Estos límites de Emisión de Corrientes Armónicas en el Punto de Conexión serán evaluados a nivel simulación considerando el aporte individual de cada instalación.

COES	PROCEDIMIENTO DE INGRESO, MODIFICACIÓN Y RETIRO DE INSTALACIONES EN EL SEIN	ANEXO
ANEXO 1. CRITERIOS MINIMOS DE DISEÑO DE INSTALACIONES ELÉCTRICAS		
CAPÍTULO 3. REQUISITOS TÉCNICOS MÍNIMOS DE INSTALACIONES DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICAS		

3.1 OBJETIVO

Establecer los requisitos mínimos y criterios importantes a tomar en cuenta para el diseño de las nuevas instalaciones, ampliaciones y repotenciaciones de transmisión eléctrica que se conectarán al SEIN, para estandarizar y mantener la confiabilidad y seguridad de la operación del SEIN dentro de los estándares de continuidad y calidad del suministro.

3.2 PARA EL DISEÑO ELÉCTRICO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

3.2.1 CAPACIDADES DE TRANSMISIÓN

Las capacidades de transmisión por límite térmico, en corriente alterna, de las líneas del STTN, STTR y STL deben cumplir como mínimo los valores detallados en la Tabla 3.1.

Tabla 3.1. Mínima Capacidad de Transmisión por Límite Térmico de las Líneas Troncales y Locales.

Tensión nominal (kV)	Categorización	Capacidad (MVA/terna)
500	STTN y STL	1400
220	STTR	450
220	STL	250
138	STL	120 (*)

(*) Para Instalaciones de Transmisión de Conexión (ITC). Para el caso de líneas de 138 kV que no pertenezcan al ITC, las capacidades serán adaptadas al tamaño de la instalación.

En condiciones de emergencia, las líneas del STTN, STTR y STL deberán estar diseñadas para soportar una sobrecarga mínima del 30% por un periodo hasta de treinta (30) minutos, sobre los valores de la Tabla 3.1.

3.2.2 CAPACIDAD DE CORRIENTE DE LOS CONDUCTORES DE FASES

El cálculo de la capacidad de corriente de los conductores de fases se realizará cumpliendo lo establecido en la norma IEEE 738 "Standard for Calculating the Current - Temperature of Bare Overhead Conductors" (Ref. [26]).

a. Para cumplir con las capacidades de transmisión de las líneas del STTN, STTR y STL (indicadas en la Tabla 3.1), la temperatura en los conductores de fase no debe superar el límite térmico de 75 °C (*) para las capacidades de transmisión indicadas y bajo las siguientes condiciones ambientales:

- La temperatura máxima media en la ruta de la línea, que corresponde al promedio de las máximas anuales durante un período mínimo de 20 años.
- Radiación solar máxima.
- Viento mínimo de 0,61 m/s perpendicular al conductor.
- Mayor altitud promedio
- Latitud promedio
- Para zonas costeras con precipitación media anual de hasta 90 mm:
 - Coeficiente de emisividad = 0,7
 - Coeficiente de absortividad solar = 0,9
- Para zonas con precipitación media anual mayor a 90 mm:
 - Coeficiente de emisividad = 0,8
 - Coeficiente de absortividad solar = 0,8

b. Para las condiciones de emergencia, se admite las siguientes condiciones ambientales:

- Temperatura media en la ruta de la línea.
- Viento mínimo de 1,2 m/s perpendicular al conductor.
- Resto de condiciones similar al literal a.

(*) En caso se propongan conductores especiales resistentes a altas temperaturas, el límite térmico puede incrementarse.

3.2.3 CAPACIDAD DE CORRIENTE DE LOS CABLES DE GUARDA

Los cables de guarda deben tolerar la circulación de la corriente de corto circuito monofásico franco a tierra (o la parte proporcional que le corresponda según distribución de la corriente de falla entre los cables de guarda) en cualquier estructura de la línea, con una duración no menor de 0,5 s. Se deberá emplear lo señalado por la norma IEC 60865 “Short-circuit currents – Calculation of Effects” (Ref. [15]).

El valor mínimo de corriente de corto circuito a considerar, será el obtenido de la base de datos del Plan de Transmisión de largo plazo vigente, que corresponda al último año del horizonte.

3.2.4 COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO Y PROTECCIÓN CONTRA RAYOS

Para la selección de los niveles de aislamiento y protección contra rayos, se deberá tomar en cuenta la práctica y experiencia de las instalaciones de transmisión construidas en el Perú, en zonas con altitudes similares.

Se deberá cumplir con lo señalado en la norma IEC 60071 (Ref. [2]) y el “EPRI AC Transmission Line Reference Book – 200 kV and Above”, Electric Power Research Institute (EPRI) (Ref. [1]) y así como, cumplir con lo siguiente:

- **Selección de la Línea de Fuga**

La selección de la línea de fuga se debe realizar según las recomendaciones de la norma IEC 60815 (Ref. [10]); para aisladores de vidrio y porcelana (IEC 60815-1, IEC 60815-2) y para aisladores poliméricos (IEC 60815-3).

Para considerar el efecto de la zona de ubicación de la instalación, se deben emplear como mínimo los valores indicados en la Tabla 3.2.

Tabla 3.2. Línea de fuga mínimas en función de la zona (fase-fase)

Zona	Altitud (m)	Nivel de contaminación	Línea de fuga específica (mm/kVf-f)
IA-Costa	$h \leq 1000$	Muy pesada	31
IB-Selva	$h \leq 1000$	Media	20
II	$h > 1000$	Media	$20 \cdot F_c$

Para altitudes mayores a 1000 msnm el factor de corrección será:

$$F_c = e^{0,1215 \times m_1 \times (\frac{H}{1000} - 1)} \quad (3.1)$$

Donde:

F_c : Factor de corrección por altitud para la línea de fuga

H : Altitud sobre el nivel del mar (m)

m_1 : Exponente característico igual a 0,65

▪ **Aislamiento para Tensión Máxima de Servicio**

Para dimensionar el aislamiento de la línea de transmisión, las distancias mínimas a las estructuras deben cumplir con la máxima oscilación de la cadena de aisladores por efecto del viento, siendo el valor de la velocidad del viento la señalada en el CNE-Suministro vigente.

▪ **Aislamiento para Sobretensiones de Maniobra**

El nivel de sobretensión adoptado para el dimensionamiento de las distancias eléctricas de las estructuras debe ser igual o mayor que el nivel de sobretensiones de maniobra obtenido en los estudios de transitorios electromagnéticos y los valores normalizados establecidos en la norma IEC 60071 (Ref. [2]).

Para el diseño de las líneas del STTN, STTR y STL (solo en 500 kV), se debe considerar una falla de aislamiento por cada 1000 maniobras de energización de línea, y una por cada 100 maniobras en el caso de re-energización.

▪ **Desempeño frente a Descargas Atmosféricas**

Para el diseño de líneas del STTN, STTR y STL (solo en 500 kV), el número total de fallas (contorneos en el aislador)

ocasionadas por sobretensión de origen atmosférico, deberá cumplirse con ser menor o igual a los indicados en la Tabla 3.3.

Tabla 3.3. Tasas Máximas de Fallas (Contorneos en el Aislador) de Origen Atmosférico en STL (500 kV), STTN y STTR

Tensión nominal (kV)	Fallas de origen atmosférico de un circuito/100 km/año	
	Por falla de blindaje	Total (ver nota)
220 kV	0,05	2
500 kV	0,05	1

Notas: La tasa total de fallas está determinada por las fallas de blindaje (provocadas por descargas atmosféricas sobre conductores) y las fallas debidas a contorneos inversos (provocadas por descargas atmosféricas sobre estructuras o cables de guarda).

La tasa de falla se determina por los contorneos en el aislador, independientemente de si éstos originan la desconexión de la línea, e indistintamente de si el recierre monofásico es exitoso o no.

A menos que se cuente con un estudio específico estadístico para determinar las densidades de rayos a tierra en la línea, se empleará la información del mapa de densidad de rayos a tierra (rayos/km²/año) elaborado y publicado por OSINERGMIN.

Durante la operación de la línea de transmisión, el Titular de la nueva Instalación debe verificar la tasa total de fallas de la línea. En caso de no cumplir con los valores de la Tabla 3.3, debe evaluar o considerar la instalación de descargadores de sobretensión a lo largo de la línea.

En el caso de zonas accidentadas se deberá realizar la evaluación de la tasa de fallas considerando alturas promedio (de las fases y cables de guarda) al suelo equivalentes para los vanos largos que cruzan quebradas o

valles. Estos valores se promediarán con el número correspondiente a vanos en terreno plano.

Aplicando el modelo electrogeométrico de la Figura 3.1, se muestra un ejemplo de las áreas de exposición del conductor de fase (arco rojo) ante rayos en: a) terreno plano, b) valle o quebrada y c) ladera. Para terreno plano se obtendría un blindaje electromagnético completo, mientras que, para laderas, quebradas o valles el conductor de fase podría quedar desprotegido.

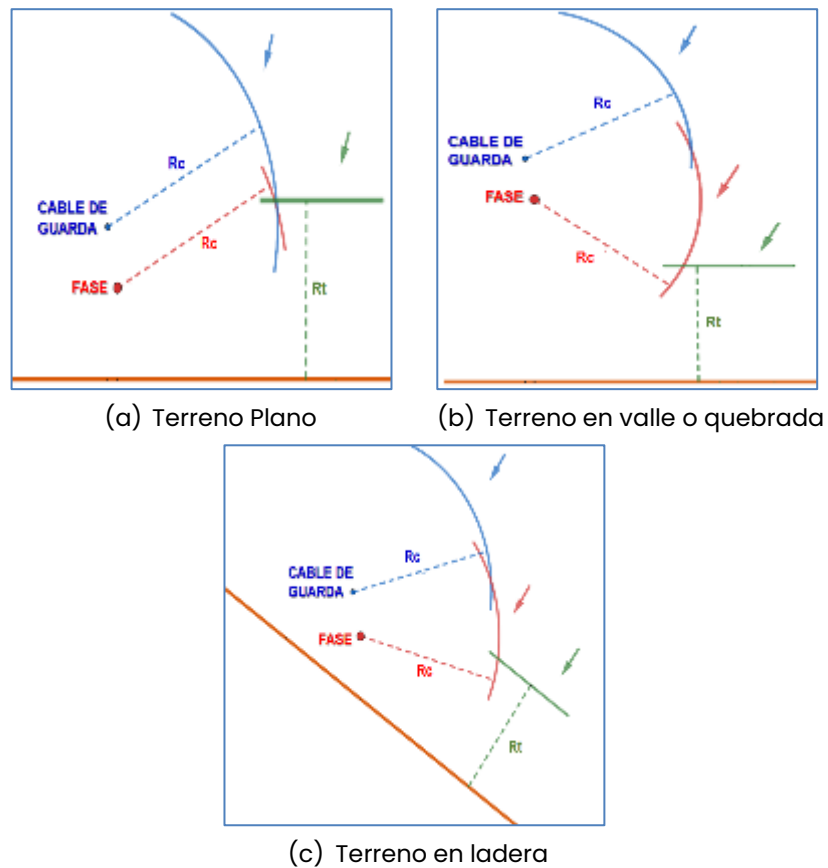


Figura 3.1. Modelo Electrogeométrico de Apantallamiento, con áreas de exposición del conductor de fase ante rayos (trazo de arco intermedio-color rojo).

▪ **Ángulo de Apantallamiento**

El mínimo número de cables de guarda que se adoptarán en los diseños de las líneas del STTN, STTR y STL serán los indicados en la Tabla 3.4; de acuerdo con el nivel de tensión y la densidad de rayos a tierra (DRT) del mapa de DRT de OSINERGMIN.

Tabla 3.4. Mínimo número de cables de guarda en líneas del STTN, STTR y STL

Tensión nominal (kV)	Número de Cables de Guarda	
	DRT $\leq$ 1rayo/km ² /año (*)	DRT > 1rayo/km ² /año
500	2 cables de guarda	
220	1 cable de guarda	2 cables de guarda
138	- (**)	1 cable de guarda

(*) O en zonas de baja actividad atmosférica comprobada con la experiencia operativa.

(**) Deberá instalarse cable de guarda de 1 a 2 km de longitud, antes de cada subestación asociada a la línea.

Para las líneas de transmisión con un solo cable de guarda, el ángulo de apantallamiento deberá ser menor a 25°. Para las líneas del STTN, STTR y STL con dos cables de guarda, el máximo ángulo de apantallamiento del cable de guarda a los conductores de fase laterales deberá cumplir lo indicada en la Tabla 3.5.

Tabla 3.5. Ángulos de apantallamiento en líneas del STTN, STTR y STL, con dos cables de guarda

Tensión Nominal	Ángulo de apantallamiento		
	Altitud $\leq$ 3000 m (hacia el litoral) Altitud $\leq$ 1500 m (selva)		Altitud > 3000 m 1500 < Altitud $\leq$ 3000 m (selva)
	Estructura de un circuito	Estructura de dos o más circuitos	Estructuras de uno o más circuitos
138 kV	-	+10°	0°
220 kV	+15°	0°	-10°
500 kV	+10°	0°	-10°

Nota: El ángulo de apantallamiento en zonas con alta probabilidad de formación de hielo puede ser apropiadamente modificado.

▪ **Reducción de Fallas Simultáneas en Líneas de Doble Circuito**

Cuando una línea del STTN diseñada para doble circuito deba recorrer zonas andinas con altitudes mayores a 4000 msnm, zonas de selva (alta o baja) o zonas con DRT mayor a 6

rayos/km²/año, se tendrán que diseñar con estructuras independientes por circuito (dos estructuras de simple terna).

3.2.5 Emisión electromagnética

La metodología a utilizar para el cálculo de las emisiones electromagnéticas, será la indicada en el “EPRI AC Transmission Line Reference Book – 200 kV and Above”, Electric Power Research Institute (EPRI). (Ref. [1]).

▪ **Efecto corona**

El máximo gradiente superficial por fase está dado por el valor promedio de los valores de máximo gradiente superficial de cada subconductor.

En líneas del STTN, STTR y STL debe verificarse que el valor máximo de gradiente superficial en cada fase, sea menor a los siguientes valores de gradientes críticos:

- 16,0 kVrms/cm, en región costa con altitudes hasta 1000 msnm.
- 18,5 kVrms/cm, en región selva con altitudes hasta 1000 msnm.
- En las zonas con altitud mayor a 1000 msnm, el gradiente crítico será obtenido con la fórmula de Peek, con un margen de seguridad del 5%, según se muestra:

$$E_C = 0,95 \times m \times 21,1 \times \delta \times \left(1 + \frac{0,301}{\sqrt{\delta r_c}} \right) \text{ kVrms/cm} \quad (3.2)$$

Donde:

- Ec : Gradiente crítico (kVrms/cm)
 m : Factor de irregularidad del conductor = 0,81
 δ : Densidad relativa del aire
 rc : Radio del conductor (cm)

▪ **Radio interferencia**

El diseño debe cumplir con lo establecido en la norma internacional IEC CISPR 18 Radio Interference Characteristics

of Overhead Power Lines and High-Voltage Equipment (Ref. [21, 22 y 23])).

▪ **Ruido audible**

El ruido audible en el límite de la faja de servidumbre debe cumplir con lo indicado en el CNE-Utilización vigente. Para líneas del STTN y STTR se aplica el límite correspondiente a zona residencial, mientras que para líneas del STL se aplica el límite según la zona que atraviesa.

▪ **Campo eléctrico**

El campo eléctrico medido a un metro del nivel de suelo y al límite de la faja de servidumbre, deberá cumplir con lo indicado en CNE-Suministro vigente. Para líneas del STTN y STTR, se aplica el límite correspondiente a exposición poblacional, mientras que para líneas del STL aplica el límite según la zona que atraviesa.

▪ **Campo magnético**

El campo magnético medido a un metro del nivel del suelo y al límite de la faja de servidumbre, debe cumplir con lo indicado en el CNE-Suministro vigente. Para líneas del STTN y STTR se aplica el límite correspondiente a exposición poblacional, mientras que para líneas del STL aplica el límite según la zona que atraviesa.

3.3 PARA EL DISEÑO MECÁNICO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

3.3.1 SECCIONES MÍNIMAS DE CONDUCTORES EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN LOCAL

Para líneas locales, las secciones mínimas de conductores (ACSR, AAAC, ACAR o similar) hasta una altitud de 1000 msnm, serán las indicadas en la Tabla 3.6.

Tabla 3.6. Sección mínima de conductor de fase hasta 1000 msnm para STL

Tensión nominal	Número de conductores por fase	Costa	Selva

138 kV	1	150 mm ² (*)	120 mm ² (*)
220 kV	1	400 mm ²	380 mm ²
500 kV	4	355 mm ²	279 mm ²

(*) Para Instalaciones de Transmisión de Conexión (ITC) de 138 kV, la sección mínima será de 240 mm².

3.3.2 REQUERIMIENTOS ELECTROMECAÑICOS

En los STTN y STTR los cables de guarda de cualquier tipo y formación, deben tener la capacidad de soportar descargas atmosféricas iguales o superiores a las que soporta el cable de acero galvanizado de extra alta resistencia (Extra-High Strength) de 9,53 mm de diámetro. Los cables de guarda que correspondan al STL podrán emplear cables que equivalgan a diámetros menores.

Todos los elementos sujetos a descargas atmosféricas directas, incluidos conjuntos flexibles de estructuras atirantadas (tipo Cross-rope o Chainette), cables OPGW, etc., deben conservar sus capacidades mecánicas a lo largo de su vida útil.

3.3.3 REQUERIMIENTOS MECÁNICOS

El diseño mecánico de una línea de transmisión debe cumplir con lo señalado en el CNE-Suministro vigente, en lo referido a las cargas mecánicas sobre las estructuras, cables, aisladores y cimentaciones. Los criterios indicados se deben complementar con la norma IEC 60826 “Design Criteria of Overhead Transmission Lines” (Ref. [11]) y lo siguiente:

- a) Cuando se trate de estructuras metálicas reticuladas, establecer al menos una hipótesis de viento diagonal a 45° o 50° respecto del eje transversal, según las características geométricas del cuerpo de la torre.
- b) Para las torres de suspensión de 500 kV del STTN, plantear una hipótesis de contención de fallas ante caída de torre adyacente. Como mínimo, la hipótesis contemplará la aplicación de tiros longitudinales desequilibrados en todas las fases equivalente cada uno de ellos al 20% de la tensión

de temperatura media anual. En cada uno de los puntos de sujeción de cables de guarda, se aplicará un tiro mínimo de 2000 kg.

La hipótesis indicada complementa y no sustituye cualquier otra hipótesis de desequilibrio longitudinal aplicable en uno solo de los puntos de sujeción de fases, hipótesis normalmente conocida como de rotura de fase.

Los conductores de fase y cables de guarda de la línea de transmisión deberán contar con dispositivos que amortigüen las vibraciones ocasionadas por el viento.

Para el cruce de líneas de transmisión con carreteras principales se debe utilizar estructuras de anclaje en ambos lados de la vía.

3.3.4 LÍNEAS EXPUESTAS A LA ACUMULACIÓN DE HIELO

En zonas donde la línea de transmisión esté expuesta a la acumulación grande de hielo (por encima de los 4000 msnm y en zonas de tundra subtropical) se tendrá que evaluar el empleo de separadores entre fases, ampliar las distancias entre fases, utilizar crucetas de largo diferente, restringir la longitud de vanos u otra solución para evitar el riesgo de cortocircuito entre fases y efecto "Galloping".

En zonas superiores a 4000 msnm que no estén ubicadas en zonas de tp-AT (tundra pluvial Alpino Tropical) o tp-AS (tundra pluvial Alpino Subtropical), se darán soluciones al cortocircuito entre fases y efecto "Galloping", cuando se verifique su efecto durante la operación de la línea.

Las zonas de tp-AT o tp-AS serán identificadas con el Mapa Ecológico del Perú.

3.3.5 TRANSPOSICIONES

Las líneas de transmisión con tensiones nominales mayores a 100 kV, con longitudes comprendidas entre 70 y 250 km deben contar por lo menos con un ciclo completo de transposición (compuestos por 3 transposiciones simples a las longitudes de 1/6, 3/6 y 5/6 del extremo de la línea).

Para longitudes mayores a 250 km las líneas deben tener como mínimo dos ciclos completos de transposición (compuestos por

transposiciones simples a las longitudes de 1/12; 3/12; 5/12; 7/12; 9/12 y 11/12 del extremo de línea). En el caso de líneas de doble circuito, los ciclos de transposición deben realizarse en sentidos opuestos.

Para el caso de líneas existentes con transposición, los tramos de línea resultantes del seccionamiento deben cumplir con todos los criterios mencionados.

3.3.6 CONDICIONES PARA LA LOCALIZACIÓN DE ESTRUCTURAS

Toda línea del STTN o STTR debe diseñarse para una temperatura del conductor de fase de 75°C (ACAR, AAAC, ACSR), respetándose a esta temperatura las distancias de seguridad desde el momento del tendido de los conductores.

Las distancias de seguridad deben respetarse en toda condición de operación. Con el fin de asegurar el cumplimiento de las distancias de seguridad, durante el diseño de la distribución de estructuras, se recomienda considerar un margen de reserva mínimo de 0,30 m.

La localización de estructuras se realizará en base a la mayor flecha del conductor de fase que se obtenga de las siguientes condiciones:

- 75 °C en condiciones finales de tensado para líneas del STTN o STTR, y líneas del STL se empleará el valor de temperatura obtenida para la capacidad mínima de transmisión indicada en la Tabla 3.1.
- En condiciones de emergencia, las líneas del STTN, STTR y STL deberán estar diseñadas para soportar una sobrecarga mínima del 30% por un periodo hasta de treinta (30) minutos, sobre los valores de la Tabla 3.1, a condiciones finales de tensado, para las condiciones ambientales indicadas en el numeral 3.2.2. b.
- Para zonas con hielo de acuerdo con el CNE – Suministro, se verificará la flecha en condiciones finales de tensado.

3.3.7 GEOMETRÍA DE LA PARTE SUPERIOR DE LA ESTRUCTURA

Se debe aplicar lo señalado en CIGRE Technical Brochure 348: "Tower Top Geometry and Mid Span Clearances" (Ref. [32]).

▪ **Distancias mínimas fase-tierra ante sobretensiones a frecuencia industrial, maniobra y rayo**

En todas las líneas del STTN, STTR y STL, las distancias mínimas fase (incluye partes energizadas) a tierra ante sobretensiones a frecuencia industrial, maniobra y rayo en las estructuras deberán ser las establecidas en las Tablas 3.7, 3.8 y 3.9.

Tabla 3.7. Distancias mínimas fase-tierra ante Sobretensiones a frecuencia industrial (m) (Di)

Altitud h (m)	Tensión Nominal			
	138 kV	220 kV	500 kV	
			Fase Central	Fase Lateral
≤500	0,31	0,48	1,14	1,06
500<h≤1000	0,33	0,50	1,21	1,13
1000<h≤1500	0,35	0,53	1,30	1,20
1500<h≤2000	0,37	0,57	1,39	1,29
2000<h≤2500	0,39	0,60	1,49	1,38
2500<h≤3000	0,41	0,63	1,59	1,47
3000<h≤3500	0,44	0,67	1,71	1,58
3500<h≤4000	0,46	0,71	1,84	1,70
4000<h≤4500	0,49	0,76	1,98	1,82
4500<h≤5000	0,52	0,81	2,13	1,96

Nota: Esta distancia también corresponde a la distancia de arco seco del aislador ante sobretensión a frecuencia industrial.

Tabla 3.8. Distancias mínimas fase - tierra ante Sobretensiones de Maniobra (m) (Dm)

Altitud h (m)	Tensión Nominal			
	138 kV	220 kV	500 kV	
			Fase Central	Fase Lateral
≤500	0,38	0,83	3,50	2,73
500<h≤1000	0,42	0,90	3,73	2,91
1000<h≤1500	0,46	0,98	3,98	3,11
1500<h≤2000	0,50	1,07	4,24	3,31
2000<h≤2500	0,55	1,17	4,52	3,53

Altitud h (m)	Tensión Nominal			
	138 kV	220 kV	500 kV	
			Fase Central	Fase Lateral
2500<h≤3000	0,60	1,28	4,83	3,77
3000<h≤3500	0,66	1,39	5,15	4,02
3500<h≤4000	0,73	1,52	5,49	4,29
4000<h≤4500	0,80	1,66	5,85	4,57
4500<h≤5000	0,87	1,81	6,24	4,88

Nota: Esta distancia también corresponde a la distancia de arco seco del aislador ante sobretensión de maniobra.

Tabla 3.9. Distancias mínimas fase – tierra ante Sobretensiones de Rayo (m) (Da)

Altitud h (m)	Tensión Nominal			
	138 kV	220 kV	500 kV	
			Fase Central	Fase Lateral
≤500	1,21	1,96	3,04	2,90
500<h≤1000	1,29	2,09	3,23	3,08
1000<h≤1500	1,37	2,22	3,43	3,27
1500<h≤2000	1,46	2,36	3,65	3,48
2000<h≤2500	1,55	2,51	3,88	3,70
2500<h≤3000	1,65	2,67	4,13	3,94
3000<h≤3500	1,76	2,84	4,39	4,19
3500<h≤4000	1,87	3,02	4,67	4,45
4000<h≤4500	1,98	3,21	4,96	4,73
4500<h≤5000	2,11	3,41	5,28	5,03

Nota: Esta distancia también corresponde a la distancia de arco seco del aislador ante sobretensión de rayo.

▪ **Distancias mínimas fase-tierra para cadenas de suspensión y anclaje**

Se deberá verificar las distancias mínimas a tierra en la estructura por las oscilaciones de las cadenas de suspensión. Para determinar la presión de viento (P_v) sobre el conductor, se empleará la ecuación de Hornisgrinde:

$$P_v = 0,885 \times V \left(\frac{\text{kg}}{\text{m}^2} \right) \quad (3.3)$$

Donde:

V : Velocidad del viento en m/s perpendicular al conductor.

Tabla 3.10 Distancias mínimas fase – tierra en cadenas de suspensión

Nivel de Tensión	Distancias mínimas fase tierra		
	Viento cero	50% Viento Máximo	Viento máximo
138 kV	Da	Dm	Di
220 kV	Da	Dm	Di
500 kV	Max(Da;Dm)	Min(Da;Dm)	Di

En general, las distancias de seguridad deberán incluir el espesor de los perfiles de acero a partir del eje de su gramil (distancia del eje del perfil a su borde exterior) y además incluir la distancia de los travesaños para el escalamiento a la torre. En caso de utilizar espinterómetros o pesas para reducir la oscilación del conductor, también se tomará en cuenta esta ferretería como energizada. Con todo ello, las dimensiones mínimas serán:

- Ancho del **gramil**: 0,05 m
- Largo de los pernos de escalamiento: 0,25 m

Como ejemplo, en la Figura 3.2 se muestra una torre de suspensión 500 kV en la cual se muestran las distancias mínimas a tierra.

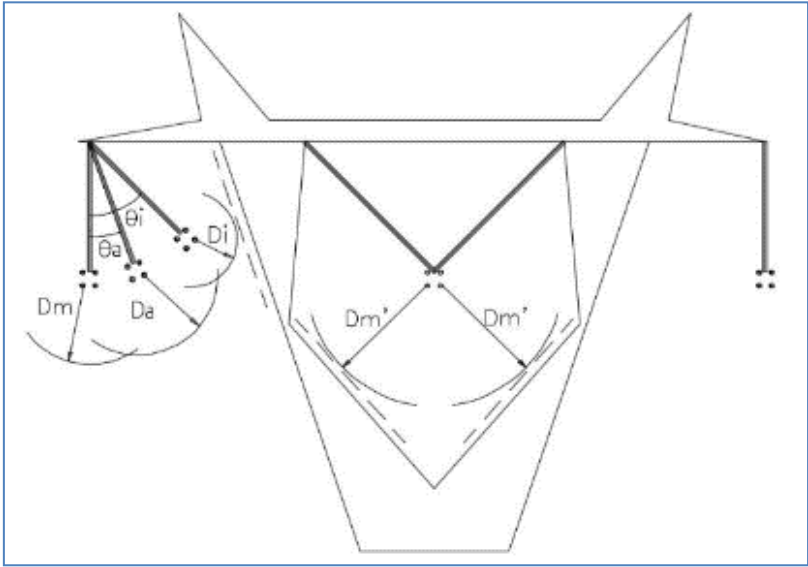


Figura 3.2. Distancias fase – tierra y ángulos de oscilación en una estructura de suspensión típica de 500 kV.

Para el caso de ángulos de salida pronunciados del conductor respecto al eje horizontal, se tendrá en cuenta un espaciado adicional para guardar las distancias de seguridad respecto a la cruceta inferior o la parte inferior de la “ventana” (de ser el caso) por el efecto del ancho de la cruceta o del cuerpo de la torre. En su defecto a este análisis, se tomarán las siguientes distancias adicionales:

138 kV : 0,30 m

220 kV : 0,40 m

500 kV : 0,52 m

Como ejemplo, en la Figura 3.3 se muestra una torre de suspensión de 220 kV en la cual se muestran las distancias mínimas fase a tierra mencionadas:

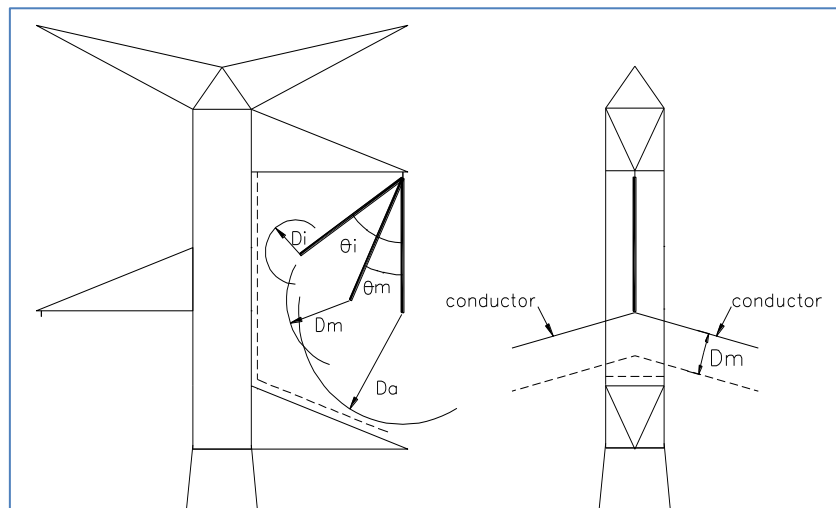


Figura 3.3. Distancias fase – tierra y ángulos de oscilación en una estructura de suspensión típica de 220kV

Para el caso de estructuras tipo “Cross Rope”, para viento máximo, se deberá tomar en cuenta el desplazamiento horizontal de los puntos de apoyo de las cadenas de suspensión en el cable principal, según se muestra en la Figura 3.4.

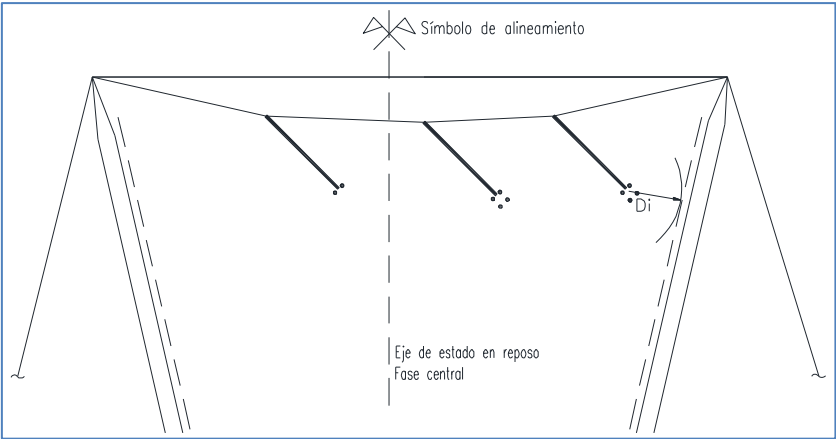


Figura 3.4. Desplazamiento horizontal de los puntos de apoyo de las cadenas de suspensión, en estructuras tipo cross rope, con viento máximo

Tabla 3.11. Distancias mínimas fase – tierra en cadenas de anclaje

Nivel de Tensión	Distancias mínimas	Semiángulo topográfico del conductor
138 kV	D_a	$\alpha/2$
220 kV	D_a	$\alpha/2$
500 kV	Max (D_a ó D_m)	$\alpha/2$
138 kV	D_a	$\alpha/2$

Tabla 3.12. Distancias mínimas fase – tierra en “cuello muerto”

Nivel de Tensión	Distancias mínimas		Semiángulo topográfico del conductor
	Viento cero	Viento máximo	
138 kV	D_a	D_i	$\alpha/2$
220 kV	D_a	D_i	$\alpha/2$
500 kV	Max (D_a ó D_m)	D_i	$\alpha/2$

La Figura 3.5 muestra el “cuello muerto” y su respectivo ángulo de inclinación “ θ ” de un valor mínimo de diseño de 30°. El ángulo topográfico del conductor influye en la ubicación y oscilación del “cuello muerto”.

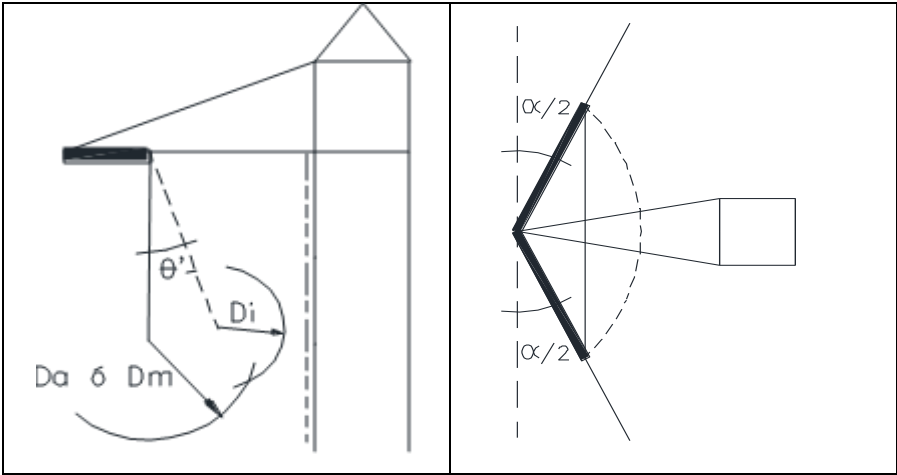


Figura 3.5. Distancias fase – tierra y ángulos de oscilación en el “cuello muerto”

Cuando no se pueda preservar las distancias de seguridad del “cuello muerto”, deberá preverse la utilización de una cadena de orientación y/o una cruceta que tenga su extremo cuadrado o ancho

Para el lado de la torre en la cual el “cuello muerto” está hacia fuera del eje de la torre, no será necesario el uso de cadenas de orientación.

Tabla 3.13 Distancias mínimas fase – tierra en cadenas de orientación

Nivel de Tensión	Distancias mínimas		Semiángulo topográfico del conductor
	Viento cero	Viento máximo	
138 kV	D_a	D_i	$\alpha/2$
220 kV	D_a	D_i	$\alpha/2$
500 kV	Max (D_a ó D_m)	D_i	$\alpha/2$

El valor mínimo de diseño del ángulo de inclinación de la cadena de orientación será de 20°.

El ángulo topográfico del conductor y el peso de la cadena de orientación influyen en la oscilación de dicha cadena.

- **Separación mínima entre conductores de fase a mitad de vano**

Para todas las líneas del STTN, STTR y STL, la distancia entre conductores a mitad del vano no será menor a la que resulte de la siguiente fórmula:

$$D = K_C \sqrt{f + L} + \frac{V}{\delta \times 150} + b \text{ (m)} \tag{3.4}$$

Dónde:

- D : Separación entre conductores (m)
- f : Flecha del conductor a 40°C (m)
- L : Longitud oscilante de la cadena de suspensión (m)
(para aisladores rígidos: L=0)
- V : Tensión máxima entre fases (kV)
- δ : Densidad relativa del aire
- b : Diámetro exterior del haz de subconductores para distancias fase a fase (m) (o la mitad del diámetro exterior para distancia fase a tierra (m), o b = 0 para conductores individuales).
- Kc : Coeficiente que depende de la posición relativa de los conductores y del ángulo máximo de oscilación del conductor “θ”, según la Tabla 3.14.

Tabla 3.14. Valores de coeficiente Kc

Rango del ángulo de oscilación θ	Posición relativa entre los conductores 1 y 2 (ψ°)		
	Horizontal 90° a 80°	Triangular 80° a 30°	Vertical 30° a 0°
>65°	0,70	0,75	0,90
55° a 65°	0,65	0,70	0,85
40° a 55°	0,62	0,65	0,75
≤ 40°	0,60	0,62	0,70

Los ángulos de oscilación se determinan para la máxima velocidad del viento usando la ecuación de Hornisgrinde.

También, la fórmula se usa para obtener la distancia entre conductor de fase y cable de guarda, empleando la tensión $V/\sqrt{3}$.

Para las zonas donde no hay presencia de hielo no será necesario considerar la distancia vertical de 30° a 0°.

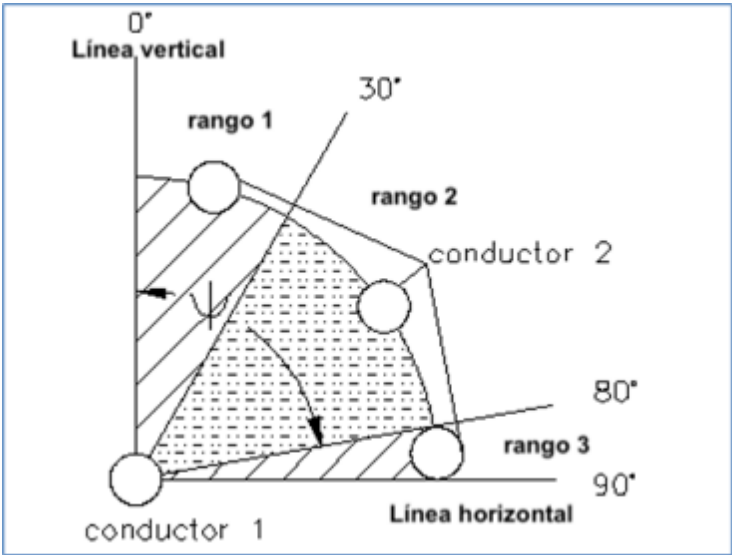


Figura 3.6. Posición relativa del conductor 2 respecto al conductor 1, para determinar K_c

▪ **Distancia Vertical Mínima entre conductor y cable de guarda en la estructura**

La distancia vertical mínima entre el conductor de fase y cable de guarda en la estructura será la indicada en la Tabla 3.15.

Tabla 3.15. Distancia vertical mínima entre el conductor de fase y cable de guarda (m)

Altitud h (m)	Tensión Nominal		
	138 kV	220 kV	500 kV
$h \leq 1000$	3,7	4,2	5,4
$1000 < h \leq 1500$	3,7	4,2	5,6
$1500 < h \leq 2000$	3,8	4,3	5,8

2000<h≤2500	3,8	4,4	6,0
2500<h≤3000	3,9	4,5	6,1
3000<h≤3500	4,0	4,6	6,4
3500<h≤4000	4,0	4,7	6,6
4000<h≤4500	4,1	4,9	6,8
4500<h≤5000	4,2	5,0	7,0

La flecha del cable de guarda no debe superar el 90% del valor correspondiente a la flecha del conductor, para la hipótesis de viento nulo y temperatura media para las condiciones iniciales de tensado.

COES	PROCEDIMIENTO DE INGRESO, MODIFICACIÓN Y RETIRO DE INSTALACIONES EN EL SEIN	ANEXO
ANEXO 1. CRITERIOS MINIMOS DE DISEÑO DE INSTALACIONES ELÉCTRICAS		
CAPÍTULO 4. REQUISITOS TÉCNICOS MÍNIMOS DE INSTALACIONES DE GENERACIÓN ELÉCTRICA Y SISTEMA DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA CON BATERÍAS		

4.1 OBJETIVO

Establecer los requisitos técnicos mínimos y criterios de diseño de los equipos principales de las Centrales de Generación Convencional (CGC) y No Convencional (CGNC) para su conexión al SEIN, así como las exigencias para los Sistemas de Almacenamiento de Energía con Baterías (BESS), con la finalidad de no ocasionar un impacto negativo a la operación interconectada al sistema eléctrico y cumplir con los requisitos básicos de control de la potencia activa y reactiva, tensión y frecuencia durante la operación normal y en contingencia

4.2 ALCANCES

Los presentes requisitos se aplican a las CGC y CGNC que se conectan al SEIN dentro del alcance de aplicación del PR-20.

4.3 CENTRALES DE GENERACIÓN CONVENCIONAL (CGC)

4.3.1 CRITERIOS GENERALES A CONSIDERAR

- En condición de operación normal, el conjunto generador-transformador, debe tener capacidad para entregar, en el lado de alta tensión del transformador, la potencia activa máxima (potencia suministrada por la turbina), con suficiente potencia reactiva para cumplir con el factor de potencia neto en este punto, de acuerdo con lo establecido en la Tabla 4.1:

Tabla 4.1. Factor de Potencia Neto por Tipo de CGC

Tipo de unidad	Factor de Potencia Neto		
	capacitivo	inductivo	
Hidroeléctrica	0,95 (subexcitado)	≤ f.d.p. ≤	0,95 (sobreexcitado)
Termoeléctrica			0,90 (sobreexcitado)

El cálculo del factor de potencia neto se detalla en el Apéndice del presente capítulo.

- En condición de operación en contingencia, las unidades generadoras y sus servicios auxiliares, durante la ocurrencia de fallas trifásicas en el SEIN, deben tener la capacidad de mantenerse conectadas y soportar huecos de tensión en bornes de generación con la característica que se muestra en la Figura 4.1.

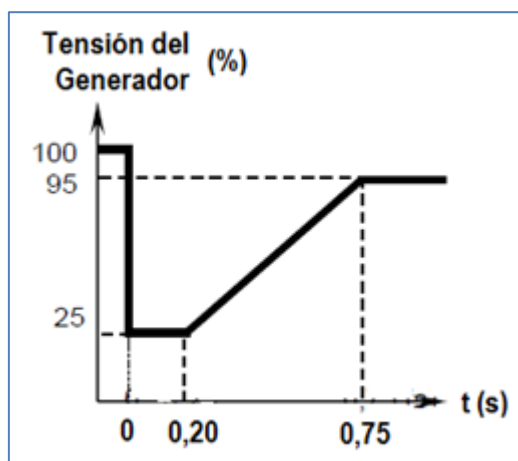


Figura 4.1. Hueco de tensión por falla trifásica en el SEIN, visto en bornes del generador

- Ante contingencias en el SEIN que provoquen la desconexión de las unidades de generación, estas deben tener la capacidad de quedar girando en vacío listas para su reconexión al sistema y no bloquearse o irse a parada total.
- Las unidades de generación deben estar preparadas con los equipos de protección (infraestructura y medios de comunicación) para poder participar en el Esquema Especial de Protección para la desconexión/reducción automática de generación cuando el COES lo solicite.
- Las unidades de generación o centrales de generación deberán tener su propio suministro de servicios auxiliares y no ser compartidos con otras instalaciones de terceros.
- Todas las unidades generadoras deben ser diseñadas para soportar esfuerzos torsionales provenientes de maniobras de equipos de transmisión, corto circuitos en la red o reconexiones de grandes cargas.

- Para el caso de las unidades térmicas, deben ser diseñadas tomando en cuenta los modos de oscilación subsíncrona del SEIN, de manera que no entre en resonancia ni incorporar modos resonantes; para lo cual deberán realizar los estudios necesarios para evitarlo.
- Para el caso de centrales de ciclo combinado, deben ser diseñadas cumpliendo como mínimo lo siguiente:
 - a) La central debe soportar la desconexión de cualquiera de las unidades turbogas que alimentan a la caldera de recuperación de calor (Heat Recovery Steam Generator - HRSG), mientras se mantiene la potencia del resto de las unidades turbogas sin cambios en su producción, a excepción de su eventual contribución a la Regulación Primaria de Frecuencia.
 - b) El conjunto ciclo combinado debe tolerar la desconexión de la(s) unidad(es) turbo vapor sin interferir con la producción de las unidades turbogas. En tal evento, la instalación debe proveer los medios para evitar eventuales daños sobre las instalaciones del HRSG.
 - c) El diseño para operar como ciclo combinado debe prever el acoplamiento de la turbogas a la turbo vapor mediante un "Damper" automático, para no ocasionar inflexibilidades a la operación por su acoplamiento.
 - d) El conjunto ciclo combinado que cuente con dos o más unidades TG, debe tener capacidad para operar sin restricciones en las diferentes configuraciones posibles (por ejemplo, si tuviera dos TG y una TV: TG1, TG2, TG1+TV, TG2+TV, TG1+TG2+TV).

4.3.2 CONMUTADOR DE TOMAS DEL TRANSFORMADOR ELEVADOR

Los conmutadores de tomas deberán ser del tipo fijo de regulación sin carga (sin tensión), pudiendo ser también del tipo continuo (gradines) con regulación bajo carga (con tensión).

El número de tomas y el paso de regulación seleccionados deben permitir aprovechar todo el rango de operación tolerado

por la curva de capacidad (diagrama P-Q) del generador, operando en condiciones de estado normal.

El número de tomas y el paso de regulación se determinan en función de la tolerancia a variaciones de la tensión en el Punto de Conexión al sistema. La Tabla 4.2 define valores referenciales del paso de regulación (%) en función del nivel de tensión del Punto de Conexión.

Tabla 4.2. Pasos de Regulación del Cambiador de Tomas por Rangos de Tensión

Rangos de tensión (kV)	Paso de Regulación del cambiador de tomas
Rango ≥ 500 kV	$\leq 1,0\%$
$500 \text{ kV} > \text{Rango} \geq 220 \text{ kV}$	$\leq 1,5\%$
$220 \text{ kV} > \text{Rango} \geq 100 \text{ kV}$	$\leq 2,0\%$
Rango < 100 kV	$\leq 2,5\%$

4.3.3 SISTEMA DE EXCITACIÓN Y REGULACIÓN DE TENSIÓN (SERT)

- La CGC debe estar diseñada para operar en tres (3) modos distintos, como son:
 - Modo control de tensión;
 - Modo control de potencia reactiva;
 - Modo control de factor de potencia

El COES establecerá el modo de control con la que operará la central, cuando apruebe su integración al SEIN; tomando los bornes del generador o la barra de alta tensión de la central como referencia de control.

- Los sistemas de excitación deben preverse para operar en forma continua en el rango entre 59,5 Hz y 60,5 Hz y con tensiones dentro del rango de $0,9 \text{ pu} \leq V_n \leq 1,05 \text{ pu}$ del valor de la tensión nominal, para cualquier corriente de carga.
- ☒ Ante la aplicación del 5% en la consigna del regulador con la unidad operando en vacío, deberá ser debidamente amortiguada y presentar una sobreoscilación (sobrevalor) inferior al 15%, un tiempo de crecimiento inferior a 0.4 s y un

tiempo de establecimiento no superior a 1,5 segundos. Se entiende por tiempo de crecimiento el intervalo de tiempo que demora la tensión en los terminales de la unidad generadora para pasar del 10% al 90% de su valor final. El tiempo de establecimiento corresponderá a aquel donde la variable tensión se encuentre dentro de una banda de $\pm 5\%$ en torno a su valor final o de régimen.

- Las centrales que posean más de una unidad de generación deberán contar con un control centralizado (control conjunto de tensiones).

Requisitos de la Excitación

Debe contener como mínimo los siguientes recursos:

- Control automático de tensión en bornes del generador, en la barra de alta tensión de la central y/o punto de conexión.
- Control manual de la excitación del generador.
- Control automático de conmutación suave al control manual y vice-versa.
- Compensación de corriente reactiva.
- Desexcitación rápida del campo del generador.
- Limitación automática de la relación Volt / Hertz.
- Limitadores automáticos de la excitación, en valores máximo y mínimo ($E_{fdm\acute{a}x}$ y $E_{fdm\acute{m}n}$).
- Capacidad transitoria de la tensión negativa.
- Estabilizador de sistemas de potencia (PSS).

Requisitos de la Excitatriz

La Tabla 4.3 contiene los recursos mínimos de la excitatriz:

Tabla 4.3. Requisitos mínimos de Excitatriz

Descripción	Requisitos Técnicos Mínimos
Capacidad Nominal de la Excitación	La capacidad de conducción de la corriente continua (CC) debe ser como mínimo un 110% de la corriente necesaria para mantener al generador operando con potencia máxima y 105% la tensión nominal.

Descripción	Requisitos Técnicos Mínimos
Rangos de Tensión	c) Tensión Máxima $\geq 2,5 V_{n_{campo}}$ d) Tensión Mínima: $\geq 0,8 V_{n_{campo}}$ $V_{n_{campo}} =$ Tensión de campo nominal a condiciones nominales.
Tiempo de respuesta de la Tensión de Campo	Ante fallas severas localizadas en proximidades de la unidad de generación, el crecimiento de la tensión de campo deberá ser tal que la tensión entregada por el sistema de excitación alcance su máximo antes de 15 ms para una caída sostenida de la tensión en los terminales de la unidad generadora del 50%. Tiempo mínimo para llegar al techo de excitación ante escalones del 15%-20% en la consigna del regulador de la unidad operando en vacío, debe ser cercano a 50 ms. En el caso que el sistema de excitación no admite una medición directa del desempeño de la excitatriz, como por ejemplo "Excitación rotativa sin escobillas (brushless)", mediante simulaciones deben demostrar que las exigencias al sistema de excitación y en el caso de no cumplir, deberán demostrar que no producirá afectación a la seguridad del Sistema y la calidad del servicio.
Alimentación de la Excitatriz	El sistema de excitación de cada generador debe ser totalmente independiente, no debe ser compartido con otro equipo.

Requisitos para el Regulador de Tensión

En caso de rechazos de carga en los terminales del generador que estuviera operando dentro de su curva de capacidad, a tensión nominal:

- La tensión transitoria no debe exceder el valor máximo de 120% del valor ajustado
- La tensión en las tres fases del generador debe ser rápidamente restablecida para un valor comprendido entre $\pm 5\%$ del valor ajustado en un tiempo inferior a 0,5 s después de la ocurrencia del rechazo y mantenerse en ese rango durante todo el periodo de sobrevelocidad admisible por el conjunto generador – turbina.

Requisitos del Estabilizador del Sistema de Potencia (PSS)

Toda unidad de generación en su sistema de regulación de tensión debe contar con una Señal Estabilizante (PSS¹²) basados en la Integral de Potencia Acelerante, para amortiguar oscilaciones de baja frecuencia en el rango de 0,2 Hz hasta 2,5 Hz.

4.3.4 CONTROL DE POTENCIA - FRECUENCIA (CPF)

- Cada unidad de generación convencional debe estar diseñada para una frecuencia nominal de 60 Hz y soportar variaciones de frecuencia dentro del rango que se muestra en la Tabla 4.4, sin desconectarse del SEIN y cumpliendo los tiempos mínimos especificados. Para ello, cada unidad debe tener un controlador de Potencia-Frecuencia (Gobernador o regulador de velocidad).
- Cada regulador de velocidad deberá estar diseñado como mínimo para operar en condición automática o en condición manual, para los modos: a) potencia activa constante y b) Estatismo (“Droop”).
- El regulador de velocidad deberá tener la funcionalidad de operar en red interconectada y red aislada.
- El regulador de velocidad en condiciones de rechazo total de carga; debe ser capaz de controlar la velocidad de la unidad generadora para evitar su desconexión por sobrevelocidad.
- Las CGC que posean más de una unidad de generación, además de su regulador de velocidad individual, deberán tener un control conjunto de potencia activa de toda la central, para una adecuada distribución de la generación entre las unidades.

Tabla 4.4. Tolerancias de Frecuencia de la CGC

¹² Power System Stabilizer

	Hidráulica		Térmica	
	Frecuencia (Hz)	Tiempo (s)	Frecuencia (Hz)	Tiempo (s)
Rango de Frecuencia de operación instantánea	$56 \leq f \leq 66$ $f \leq 56$ y $f \geq 66$	instantáneo	$f \leq 57$ y $f \geq 63$	Instantáneo
Operación continua	$59,4 < f \leq 60,6$	--	$59,4 < f \leq 60,6$	--
Sobrefrecuencia	$> 63,0$	10	$> 61,5$	10
Subfrecuencia	$< 58,5$	20	$< 58,5$	10

Regulación Primaria de Frecuencia (RPF)

- Todas las unidades o centrales de generación deben tener la infraestructura necesaria para participar en la regulación primaria de frecuencia, con la capacidad y flexibilidad para cumplir la magnitud de potencia requerida y las condiciones de desempeño que establezca la operación del SEIN.
- El regulador de velocidad de cada unidad de generación es el encargado de proporcionar y controlar la RPF, mediante un control primario que debe tener como mínimo las siguientes características:
 - Ajuste automático de potencia activa inyectada a la red.
 - Una función del tipo proporcional.
 - Un estatismo permanente con un rango ajustable entre 2% al 7%.
 - Un estatismo transitorio con un rango ajustable entre 10% al 500%.
 - Una banda muerta con un rango ajustable entre $\pm 0,05\%$ de la frecuencia de referencia.
- Para las unidades térmicas de generación que operan dentro de un ciclo combinado, los requisitos técnicos mínimos para tener la capacidad de participar en la RPF se aplican para toda la central y no por unidad.

- La tecnología para proporcionar la RPF podrá considerar: generadores, volantes o Bancos de Baterías (BESS) u otros mecanismos que se establezcan en la operación.
- La CGC deberán tener un sistema de medición automático de frecuencia y potencia que registre y evalúe continuamente su desempeño en el cumplimiento de la regulación primaria de frecuencia y permita el envío de información al COES. La frecuencia y potencia deberán ser medidas en bornes del generador, con una resolución mínima de un segundo (1 s) la cual deberá ser sincronizada a través de un equipo de medición con referencia satelital (GPS). Asimismo, el sistema de medición deberá tener la capacidad de almacenar dicha información por treinta días.

Regulación Secundaria de Frecuencia (RSF)

- Las unidades de generación o centrales que deseen participar en la RSF del SEIN, deberán poseer un controlador del tipo PID (el proporcional, el integral, y el derivativo).
- Las centrales que participan en el Control Automático de Generación (AGC) deben estar implementadas con los recursos necesarios para su integración con el sistema de AGC del COES. Las centrales de generación con varias unidades, deberán tener su propio AGC de planta para gestionar la potencia de cada unidad.
- Tener capacidad para recibir consignas mediante un mando remoto (del AGC del COES), a fin de subir o bajar generación.
- Cumplir con los gradientes de toma de carga y descarga en MW/min que exige el COES.
- Disponer de la infraestructura de comunicaciones necesaria para enviar y recibir en cada Ciclo de Operación, la información a intercambiar con el COES, según la exigencia de su Procedimiento Técnico PR-22 o el que lo sustituya.

4.3.5 SERVICIOS AUXILIARES

Los Servicios Auxiliares (SSAA) deben cumplir con los siguientes requisitos:

- Operar satisfactoriamente en las condiciones de sobre y sub-frecuencia presentes en el SEIN, así como durante las variaciones de la Tensión de Operación de las barras, según los criterios de desempeño establecidos y no desconectarse en caso de fallas durante el tiempo de intervención de las protecciones de respaldo en la red de transmisión, o de los tiempos de espera ante fallas monofásicas con recierre exitoso.
- Los servicios auxiliares de cada una de las unidades turbogas (TG) y la unidad turbo vapor (TV) de las centrales de ciclo combinado, deben tener alimentación independiente, a fin de garantizar que una falla en cualquiera de los circuitos de alimentación no provoque la pérdida de todo el conjunto del ciclo combinado.
- El diseño de los servicios auxiliares no debe limitar la operación del generador, para que proporcione en todo el rango de su curva de capacidad la absorción o entrega de potencia reactiva.
- El Transformador que alimenta los servicios auxiliares, no debe desconectarse por disminuciones de tensión de la red.
- Para las centrales definidas por el COES como de autorestablecimiento (con arranque en negro “Black Start”), deberá tener la capacidad de generación autónoma para arrancar por lo menos de una unidad de generación.
- En la concepción de los sistemas de alimentación DC o AC deberá tener una disponibilidad del 99,98% de los servicios auxiliares, cuyo valor de referencia sea la sumatoria de los 12 últimos meses. Esto implica una indisponibilidad de un máximo de 1 hora y 45 minutos al año.

4.3.6 SISTEMA DE PROTECCIONES

Los lineamientos de diseño del sistema de protecciones y comunicaciones se incluyen en el Capítulo 6 del presente documento.

4.3.7 SISTEMA DE COMUNICACIONES

El sistema de comunicaciones debe cumplir con lo señalado en la Norma Técnica para el Intercambio de Información en Tiempo Real para la Operación del SEIN (NTIITR) a fin de contar con un sistema de comunicación que permita enviar en tiempo real, en simultáneo, al Centro de Control Principal y Centro de Control de Respaldo COES la información que señala la Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados (NTCOTR).

4.4 CENTRALES DE GENERACIÓN NO CONVENCIONAL (CGNC)

4.4.1 REQUISITOS GENERALES

- **Exigencia para Aerogeneradores**

En el SEIN no se permite la conexión de aerogeneradores que utilicen generadores de inducción con rotor en jaula de ardilla.

4.4.2 CONTROL DE POTENCIA ACTIVA Y FRECUENCIA

- **En Arranque y Desconexión**

Las CGNC deben garantizar en el arranque una rampa inferior al 10% de la potencia nominal por minuto.

Para el caso de Centrales Eólicas, la instalación debe garantizar que, a altas velocidades del viento a la cual las turbinas eólicas deban desconectar, éstas no se desconecten simultáneamente. La reducción de generación debe ser gradual, antes que se active la protección de desconexión en las turbinas eólicas (cut-out wind speed) y preservando la estabilidad del SEIN.

- **En Estado Normal**

La CGNC deberá mantener su generación inyectada al SEIN de manera continua, para una operación con un rango de variación de frecuencia entre 59,4 Hz hasta 60,6 Hz.

En caso de sobre frecuencia mayor a 60,6 Hz, deben tener la capacidad de reducir automáticamente la potencia activa inyectada a la red, de acuerdo con el estatismo ajustado dentro del rango de 2 % a 5 %. Debería llegar a la mitad de la

potencia en un tiempo máximo de 15 s y al 100 % dentro de los 30 s.

▪ **En Estado de Emergencia**

Toda CGNC en condiciones de emergencia del SEIN debe tener la capacidad de reducir su potencia activa en forma automática o cuando el COES lo solicite, para ello, debe tener las siguientes características:

- Disminuir su potencia desde el 100 % hasta el 20 % de la potencia nominal, en un tiempo máximo de un (1) minuto.
- Aumentar a su potencia total, con una rampa menor o igual al 10 % de la potencia nominal por minuto.

4.4.3 CONTROL DE LA POTENCIA REACTIVA Y TENSIÓN

▪ **Régimen Permanente**

Las CGNC deben tener la capacidad de absorber e inyectar potencia reactiva en el punto correspondiente al lado de alta del transformador elevador, como mínimo en toda la región indicada en la Figura 4.2. Esta exigencia es aplicable como mínimo en un rango de tensión de 0,95 a 1,05 p.u., en dicho punto.

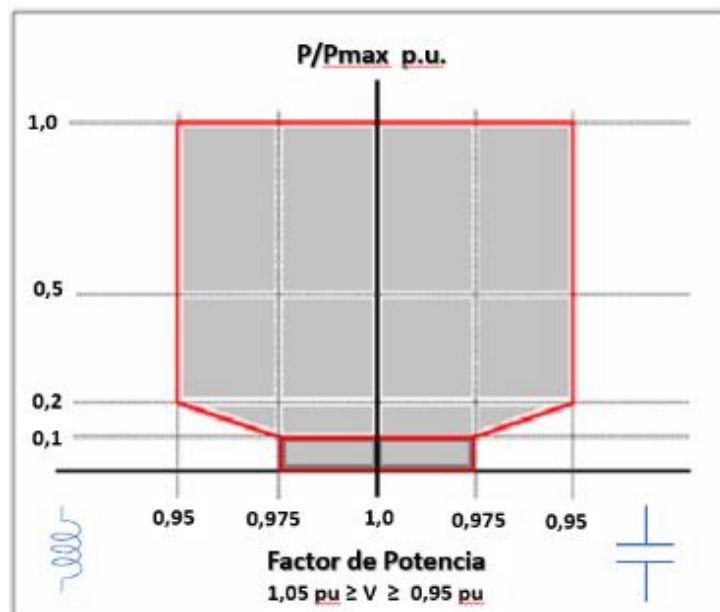


Figura 4.2. Rango de absorción e inyección de potencia reactiva en régimen permanente de la CGNC.

Asimismo, las CGNC deben tener implementado el equipamiento necesario para poder operar con los siguientes tres (3) modos de control:

- Modo control de tensión;
- Modo control de potencia reactiva;
- Modo control de factor de potencia

El COES establecerá el modo de control y la consigna con las que operará una CGNC, cuando apruebe su integración al SEIN, pudiéndolo modificar cuando el sistema eléctrico lo requiera; tomando el lado de alta tensión del transformador elevador como referencia de control. Para cualquier nivel de potencia activa, deben tener la capacidad de estabilizar su respuesta en un tiempo máximo de un (1) minuto.

De otro lado, las CGNC deben poseer un transformador elevador con regulación bajo carga para ajustar la tensión en el lado de media tensión a un valor de 1,0 p.u.

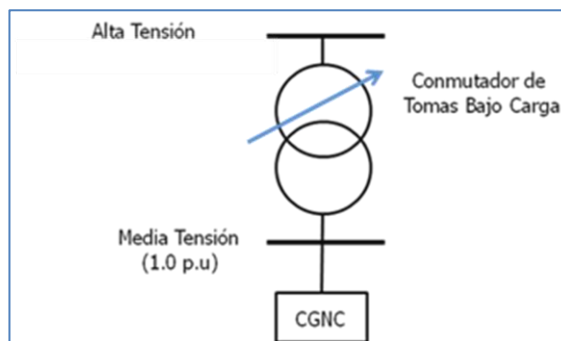


Figura 4.3. Transformador elevador con regulación bajo carga

▪ Comportamiento Transitorio

Las CGNC deben estar diseñadas para soportar huecos de tensión¹³ producto de cortocircuitos¹⁴ en el sistema eléctrico, permaneciendo todos sus componentes conectados al SEIN. Las características del hueco de tensión que debe soportar se muestran en la Figura 4.4, en que la CGNC deberá mantenerse conectada durante todo el periodo de duración

¹³ Reducción brusca de la tensión provocada por fallas.

¹⁴ Cortocircuitos trifásicos, bifásicos a tierra y monofásicos.

de la variación de tensión (en p.u.), que aparece como área sombreada, producto de una falla.

Las CGNC deben equiparse con funciones de protección de tensión por fase cuyas magnitudes de ajuste puedan adaptarse a las exigencias descritas en este numeral.

El cumplimiento de las exigencias de continuidad de suministro de una CGNC ante Huecos de Tensión es responsabilidad exclusiva del Titular de la nueva Instalación, quien debe presentar un certificado de cumplimiento de Huecos de Tensión, emitido por laboratorios acreditados o entidades de certificación acreditadas de acuerdo con las normas internacionales, como la UNE-EN ISO/IEC 17025 (Ref. [30]).

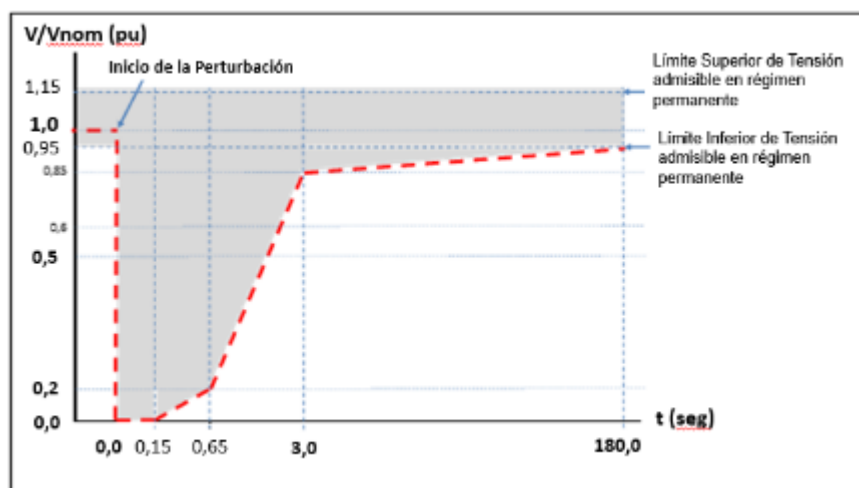


Figura 4.4. Curva tensión-tiempo del sistema de protección de tensión por fase

▪ **Aporte de Corriente Reactiva durante el Hueco de Tensión**

Se debe garantizar que no se consuma potencia reactiva en el lado de alta del transformador elevador mientras dure el Hueco de Tensión.

El aporte de corriente reactiva en el lado de alta del transformador elevador del parque de generación, durante el Hueco de Tensión debe ubicarse en la zona sombreada de la Figura 4.5. La velocidad de respuesta del controlador debe ser tal que se alcance al menos el 90 % de la corriente nominal antes de transcurridos 150 ms desde la detección de la falla.

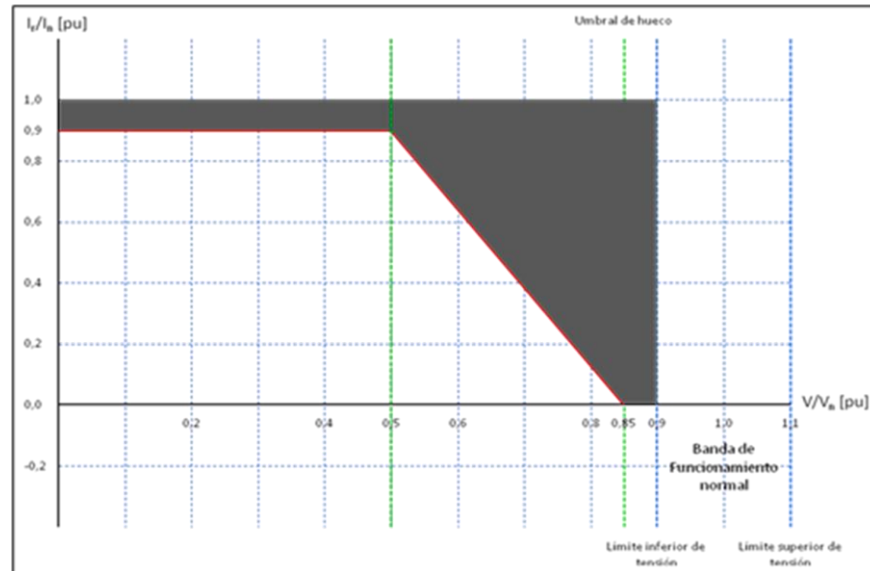


Figura 4.5. Aporte de corriente reactiva I_r , durante el Hueco de tensión

4.4.4 CAPACIDAD DINAMICA EN CONTINGENCIAS

En perturbaciones y ante un súbito desvío de la frecuencia, deberá tener la capacidad de aportar inercia. Para ello, debe contar con una infraestructura necesaria y adecuado para emular una inercia (inercia sintética), retornando automáticamente a su condición inicial al regresar la frecuencia a su valor nominal, pudiendo emplearse para ello, sistemas de almacenamiento de energía como baterías, volantes de inercia, inversores formadores (grid-forming inverters) u otros mecanismos o tecnologías que permitan el cumplimiento de este requerimiento. En el caso que el modelo para la implementación de inercia sintética requiera una constante de tiempo de inercia (H), se debe considerar un valor compatible al porcentaje establecido, el control deberá ser aprobado en el Estudio de Operatividad.

La contribución (%) de potencia nominal, tiempo para iniciar la contribución y el periodo mínimo de contribución (desde inicio de la inyección de potencia adicional) será propuesto por el COES.

4.4.5 TOLERANCIA ANTE VARIACIONES DE LA FRECUENCIA

La CGNC debe estar diseñada para una frecuencia nominal de 60 Hz y disponer de un sistema de control sensible para controlar variaciones de frecuencia dentro del rango de 57,0 Hz y 62,0 Hz sin desconectarse del SEIN, cumpliendo los tiempos mínimos especificados en la Tabla 4.5.

Tabla 4.5. Tolerancias de Frecuencia de la CGNC

Frecuencia (Hz)	Tiempo Mínimo sin Disparo
$f < 57$	0,30 s
$57 \leq f < 57,8$	10 s
$57,8 \leq f < 58,4$	30 s
$58,4 \leq f < 59,4$	30 min
$59,4 < f \leq 60,6$	Operación Continua
$60,6 < f \leq 61,6$	30 min
$61,6 < f \leq 62,0$	30 s
$f > 62,0$	0,3 s

Asimismo, la CGNC deberá permanecer conectada incluso ante cambios de frecuencia con gradientes de hasta ± 2 Hz por segundo.

4.4.6 CALIDAD DE LA TENSIÓN

▪ **Operación Normal (estado estacionario)**

En el punto de conexión al SEIN, el regulador de tensión debe tener la capacidad de controlar la tensión dentro del rango de $0,95 \text{ p.u.} \leq V_c \leq 1,05 \text{ p.u.}$

Las maniobras del equipamiento de compensación reactiva del proyecto deberán provocar escalones menores a 2,5% de la tensión nominal de tensión en el punto de conexión al SEIN.

▪ **Parpadeo (Flicker) y Fluctuaciones de Tensión**

Se aplican las tolerancias dispuestas en la NTCSE.

▪ **Tensiones Armónicas**

Se aplican las tolerancias dispuestas en la NTCSE.

4.4.7 SISTEMAS DE PROTECCIÓN

Se deben considerar los requisitos mínimos para las protecciones que se establecen el Capítulo 6, para este tipo de generación.

4.4.8 SISTEMAS DE COMUNICACIÓN Y CONTROL EXTERNO

▪ **Obligación de Contar con un Centro de Control**

Los Titulares de la Instalación de una CGNC deben contar con un centro de control centralizado (CC-CGNC), y cumplir con las disposiciones de la NTCOTR o la norma que la sustituya.

▪ **Sistemas de Transferencia de Datos**

El sistema de control de cada CC-CGNC, debe cumplir con lo dispuesto en la NTIITR a fin de contar con un sistema de comunicación que permita enviar en tiempo real al COES la información que dispone la NTCOTR.

Adicionalmente, se debe enviar la siguiente información:

Central Eólica

- Velocidad del viento (intensidad y dirección).
- Temperatura ambiente.

Central Solar Fotovoltaica

- Radiación solar.
- Temperatura de las células.

▪ **Sistemas de Predicción de la Potencia**

El titular de la CGNC debe contar con un sistema de predicción de su potencia generada diaria; con capacidad para pronosticar el valor de la potencia total de la instalación con un horizonte mínimo de dos días y con capacidad para realizar actualizaciones dentro de un mismo día.

4.5 EXIGENCIAS PARA LOS SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ACTIVA

El sistema de almacenamiento de energía activa, es capaz de inyectar o absorber potencia al sistema eléctrico de manera rápida y sostenerla durante un tiempo prefijado.

Estos equipos estáticos, podrán emplearse en la regulación de frecuencia o reserva dinámica ante contingencias (inercia sintética). Para estos usos, deberán tener alta eficiencia, esto es, el proceso de almacenamiento deberá procurar minimizar el consumo de energía retirada del SEIN. Asimismo, deberán estar dimensionados con la capacidad necesaria para cumplir con la magnitud de potencia que se le requiera, durante el periodo de tiempo especificado.

4.5.1 RESPUESTA A LAS VARIACIONES DE TENSIÓN

El sistema de almacenamiento de energía activa debe estar diseñada para soportar huecos de tensión producto de cortocircuitos en el sistema eléctrico, permaneciendo todos sus componentes conectados al SEIN. Las características del hueco de tensión que debe soportar se muestran en la Figura 4.4, la misma que aplica para las CGNC. Este sistema deberá mantenerse conectada durante todo el período de duración de la variación de la tensión, que aparece como área sombreada, producto de una falla.

4.5.2 RESPUESTA A LAS VARIACIONES DE LA FRECUENCIA

Este sistema debe estar diseñado para una frecuencia nominal de 60 Hz y disponer de un sistema de control sensible para controlar variaciones de frecuencia dentro del rango de 57,0 Hz y 62,0 Hz sin desconectarse del SEIN, cumpliendo los tiempos mínimos especificados en la Tabla 4.5., la misma que aplica para la CGNC.

En caso de que el Sistema de Almacenamiento de Energía sea instalado para brindar el servicio de Regulación de Frecuencia, adicionalmente, deberá disponer de un sistema de control que permita cumplir con los requisitos indicados en los procedimientos técnicos correspondientes.

4.5.3 DIMENSIONAMIENTO PARA RPF

La capacidad máxima admisible del sistema de almacenamiento de energía activa para RPF estará sujeta a las disposiciones indicadas en el procedimiento técnico correspondiente.

4.5.4 SISTEMAS DE PROTECCIÓN

Se deben considerar los requisitos mínimos para las protecciones que se establecen en el Capítulo 6.

4.5.5 SISTEMAS DE COMUNICACIÓN Y CONTROL EXTERNO

▪ Sistemas de Transferencia de Datos

El operador del sistema de almacenamiento de energía activa debe cumplir con lo dispuesto en la NTIITR a fin de contar con un sistema de comunicación que permita enviar en tiempo real al COES la información que dispone la NTCOTR.

Adicionalmente, se debe enviar la siguiente información:

- Estado: cargando o descargando
- Energía almacenada

4.5.6 CALIDAD DE LA TENSIÓN

Para los parpadeos (Flicker) y Fluctuaciones de Tensión, se aplican las tolerancias dispuestas en la NTCSE.

Respecto a las Tensiones Armónicas se aplican las tolerancias dispuestas en la NTCSE.

APÉNDICE. CÁLCULO DEL FACTOR DE POTENCIA NETO

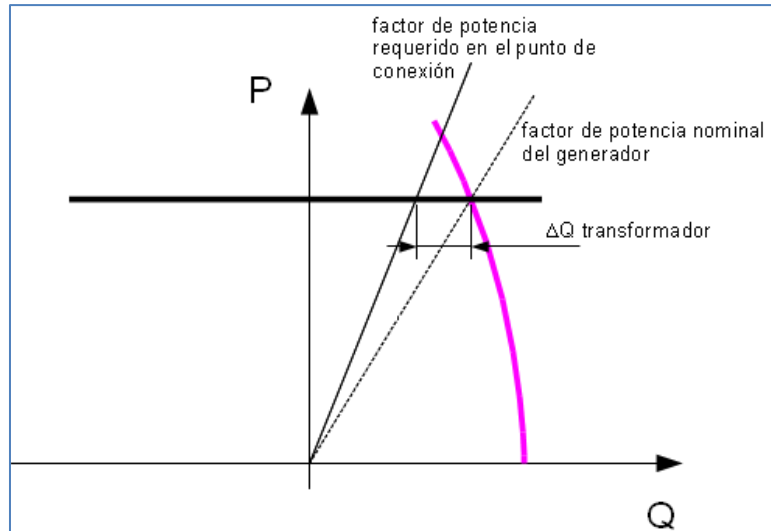


Figura 1A. Diagrama del factor de potencia esperado

El ΔQ en el transformador elevador en la condición de generación a potencia activa máxima debe ser $\leq$ que el indicado en la figura anterior, para su cálculo se utilizarán las siguientes expresiones:

En el diagrama P-Q genérico del generador, se aprecia que la potencia activa máxima puede no coincidir con el factor de potencia nominal de la máquina.

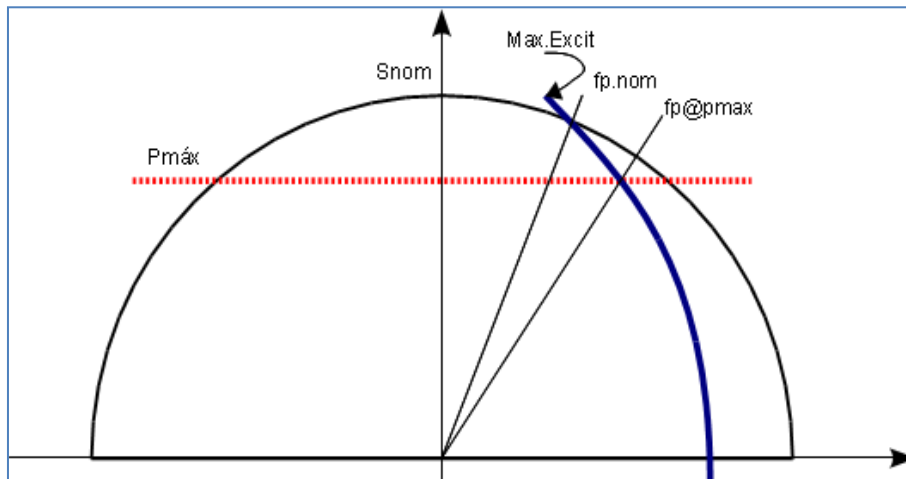


Figura 2A. Diagrama P-Q con factor de potencia del generador a potencia activa máxima

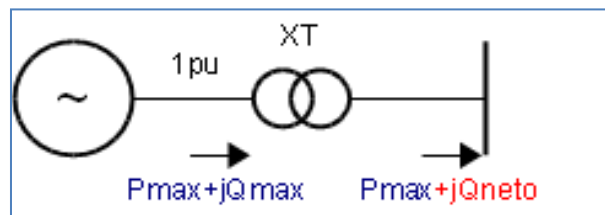


Figura 3A. Esquema simplificado utilizado

El factor de potencia, a la máxima potencia activa generada estará dado por:

$$fp(P_{\max}) = \frac{P_{\max}}{\sqrt{P_{\max}^2 + Q_{\max}^2}}$$

Donde:

$Q_{\max}$ es la potencia reactiva máxima del generador a tensión nominal y potencia máxima.

$$Q_{\text{neto}} = Q_{\max} - XT \cdot (PP_{\max}^2 + QQ_{\max}^2) \cdot M_{\text{BASE}}$$

Donde:

$$PP_{\max} = \frac{P_{\max}}{M_{\text{BASE}}}$$

$$QQ_{\max} = \frac{Q_{\max}}{M_{\text{BASE}}}, y$$

XT es la reactancia del transformador referida a la potencia nominal del generador M_{BASE} .

Finalmente,

$$fp(\text{neto}) = \frac{P_{\max}}{\sqrt{P_{\max}^2 + Q_{\text{neto}}^2}}$$

COES	PROCEDIMIENTO DE INGRESO, MODIFICACIÓN Y RETIRO DE INSTALACIONES EN EL SEIN	ANEXO
ANEXO 1. CRITERIOS MINIMOS DE DISEÑO DE INSTALACIONES ELÉCTRICAS		
CAPÍTULO 5. REQUISITOS TÉCNICOS MÍNIMOS DE INSTALACIONES DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS		

5.1 OBJETIVO

Establecer los requisitos mínimos y criterios para el diseño de las nuevas subestaciones, ampliaciones y repotenciaciones de instalaciones eléctrica que se conectarán al SEIN, para estandarizar y mantener la confiabilidad y seguridad de la operación del SEIN dentro de los estándares de continuidad y calidad del suministro.

5.2 ALCANCE

Es de cumplimiento obligatorio para todas las instalaciones con infraestructura de transmisión que se conecten al SEIN dentro del alcance de aplicación del PR-20, con el fin de evitar impactos negativos en la seguridad, calidad y confiabilidad de las operaciones.

Para cumplir con ello, las nuevas instalaciones deberán incluir el nuevo equipamiento y las modificaciones necesarias que se realizarán en las subestaciones como resultado de la conexión, sin degradar el diseño original, si no, más bien, mejorarlo.

5.3 TIPOS DE SUBESTACIONES

Las subestaciones que se acepta para el SEIN son de tres tipos:

5.3.1 SUBESTACIONES AISLADAS EN AIRE (AIR INSULATED SUBSTATIONS - AIS)

a) AIS al exterior:

Cuando los equipos de alta tensión están en un patio. En este caso, se exige que los equipos sean instalados sobre soportes, a fin de que las partes energizadas estén a una altura tal que permita el tránsito de personas debajo de los equipos. Para el caso excepcional en que el equipo no se instalar sobre soportes, el área deberá estar cercada.

b) AIS al interior

Cuando los equipos de alta tensión se instalan dentro de un edificio. En este caso, se exige que los equipos sean confinados en áreas cercadas con puertas de acceso que solamente pueden ser abiertas cuando los equipos están sin tensión.

5.3.2 SUBESTACIONES CON CELDAS AISLADAS EN GAS (GAS-INSULATED SWITCHGEAR– GIS)

Estas subestaciones tienen los equipos de alta tensión y sus conexiones encapsulados en compartimentos llenos de gas aislante, usualmente SF6.

5.3.3 SUBESTACIONES TIPO HÍBRIDA

En el diseño de subestaciones tipo AIS del STL, se podrán utilizar módulos híbridos que recoge las características de las subestaciones tipo AIS y GIS, donde el sistema de barras se encuentra aislado en aire mientras que los equipos son integrados en varios compartimientos aislados en gas, normalmente SF6.

5.4 CRITERIOS DE DISEÑO ELÉCTRICO

5.4.1 NIVELES DE TENSIÓN NOMINAL

La tensión nominal de las nuevas instalaciones de transmisión debe especificarse de acuerdo con las tensiones nominales del sistema, recomendadas en el CNE-Suministro vigente. A continuación, la Tabla 5.1 denota las tensiones nominales a 60 Hz con sus respectivas tensiones máximas de operación y aplicaciones en el Sistema de Transmisión.

Tabla 5.1. Tensiones nominales según el CNE – Suministro

Tensión nominal a 60 Hz (kV)	Tensión Máxima de Operación (kV)	Aplicación
500	550	STTN STL
220	245	STTR STL
138	145	STL

5.4.2 **CORRIENTES NOMINALES**

Las corrientes nominales de las instalaciones serán definidas a partir de los valores de capacidad de transmisión indicados en la Tabla 3.1 del Cap. 3 de este Anexo 1. Los valores definidos serán estandarizados empleando los valores de las normas IEC.

5.4.3 **NIVELES DE CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO**

El equipamiento y las instalaciones deben diseñarse para soportar como mínimo las corrientes de cortocircuito que se establecen en la Tabla 5.2, excepto en un transformador y reactor tipo shunt, en donde los niveles de cortocircuito son definidos por las impedancias propias de estos equipos.

Tabla 5.2. Mínimas Corrientes de Cortocircuito para el Diseño

Tensión nominal (kV)	Troncal Nacional	Troncal Regional	Local
500	40 kA	--	(*)
220	--	40 kA (**)	(*)
138	--	--	(*)

(*) El diseño de las instalaciones en el Punto de Conexión, deberá considerar la corriente de cortocircuito de diseño considerado en este punto.

(**) Los equipos pueden considerar corrientes de cortocircuito superiores solo en caso de que las condiciones particulares, como parte de la expansión del sistema, así lo requieran.

5.4.4 **COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO**

Niveles de Aislamiento

La coordinación del aislamiento debe definir los niveles de aislamiento para que, tanto las instalaciones y los equipos puedan soportar las sobretensiones a las cuales puedan estar sometidos durante su operación. Se debe definir los siguientes niveles de aislamiento:

Para sobretensiones de baja frecuencia

- Sobretensiones sostenidas a la frecuencia nominal de 60 Hz
- Sobretensiones temporarias

Para sobretensiones de transitorios

- Sobretensiones de maniobra (Switching)

- Sobretensiones atmosféricas (Lightning)
- Sobretensiones de frente muy rápido (Very Fast Front)

Niveles de aislamiento para sobretensiones de baja frecuencia

Los equipos deben soportar las sobretensiones sostenidas a la frecuencia nominal, en régimen permanente y en los terminales de una línea (energizada en vacío), las cuales se indican en la Tabla 5.3.

Tabla 5.3. Sobretensiones sostenidas a frecuencia nominal

Tensión nominal a 60 Hz	Tensión Máxima de Operación fase- fase (en régimen permanente)	Tensión Máxima Sostenida fase – fase, en terminales de una línea (por 1 hora)	
		p.u. (tensión nominal)	kV
kV	kV		
500	550	1,20	600
220	245	1,15	253
138	145	1,10	152

Los equipos deben soportar Sobretensiones Temporarias¹⁵ de 1,4 p.u. de la tensión máxima de servicio.

Descargadores de Sobretenión

Para la protección contra sobretensiones transitorias se debe utilizar descargadores de sobretensión (Surge Arresters). Estos deben ser instalados a la entrada de todos los circuitos que se conectan a la subestación. Asimismo, se debe utilizar descargadores al lado de los aisladores pasatapas (Bushings) de las unidades transformadoras, reactores y demás equipos similares.

Niveles de Aislamiento para Sobretensiones de Transitorios

Los niveles de aislamiento, para las sobretensiones de maniobra (o frente lento) y atmosféricas (o frente rápido), deben ser

¹⁵ De acuerdo con la norma IEC-60071-2

definidos considerando los valores recomendados por la norma IEC 60071-1 e IEC 60071-2 (Ref. [2]).

Las sobretensiones de frente muy rápido (“Very Fast Front”) solamente se presentan en las subestaciones encapsuladas en SF6. Por tanto, los titulares de la nueva instalación deberán seleccionar sus equipos adecuadamente, a fin de garantizar que no se vean afectados por estas sobretensiones, para lo cual, deberán contar con un documento de respaldo del fabricante.

Corrección del Aislamiento Externo por Altitud

Los niveles de aislamiento externo serán corregidos por altitud según lo indicado en la norma IEC 60071-1 e IEC 60071-2 (Ref. [2]). Los aislamientos internos no requieren ninguna corrección.

Selección de la Línea de Fuga

La selección de la línea de fuga se debe efectuar según las recomendaciones de la norma IEC 60815 (Ref. [10]); para aisladores de vidrio y porcelana (IEC 60815-1, IEC 60815-2) y para aisladores poliméricos (IEC 60815-3).

Para considerar el efecto de la zona de ubicación de la instalación, deberán considerarse como mínimo, los valores indicados en la Tabla 5.4.

Tabla 5.4. Línea de fuga mínimas en función de la zona (fase-fase)

Zona	Altitud (m)	Nivel de contaminación	Línea de fuga específica (mm/kVf-f)
IA-Costa	$h \leq 1000$	Muy alta	31
IB-Selva	$h \leq 1000$	Media	20
II	$h > 1000$	Alta	25

Para altitudes mayores a 1000 msnm, el valor de línea de fuga será corregido por altitud mediante el factor de corrección indicado en la Tabla 3.2 del Capítulo 3 del Anexo 1.

5.4.5 SERVICIOS AUXILIARES

Servicios de corriente alterna

- Los servicios auxiliares (SS.AA.) de corriente alterna estará conformado por un sistema trifásico de cuatro hilos, 380/220 V, 60 Hz.
- El sistema además tiene que contar con un grupo generador de emergencia (Grupo Electrónico) con arranque autónomo y conexión automática a la barra de servicios auxiliares.
- En caso corresponda, se deben considerar dispositivos de protección de los equipos en AC debido a sobretensiones por descargas atmosféricas.
- En subestaciones del STL, deben tener como mínimo una fuente de alimentación en alterna (AC).
- En subestaciones del STTN y STTR, deben tener necesariamente dos fuentes de alimentación en alterna (AC), que pueden ser:
 - a) En subestaciones con dos bancos de unidades transformadoras de potencia: dos transformadores de servicios auxiliares, trifásicos, conectados cada una al terciario de las unidades transformadoras de cada banco, mediante celda con interruptor.
 - b) En subestaciones con un banco de unidades transformadoras de potencia: un transformador de servicios auxiliares trifásico conectado al terciario de las unidades transformadoras del banco, mediante celda con interruptor y, una fuente de alimentación, proveniente de la red de servicio público (alimentación externa) o de un transformador de tensión tipo inductivo, conectado a la barra de la subestación.
 - c) En subestaciones sin banco de unidades transformadoras de potencia: dos fuentes de alimentación, provenientes de la red de servicio público (alimentación externa) y/o de los transformadores de tensión tipo inductivo, conectados a las barras de la subestación.
- Las cargas que requieren alimentación de corriente alterna se clasifican de la siguiente manera:
 - Cargas con alimentación normal y de emergencia (A)

- Cargas con alimentación normal (B)
- Cargas con alimentación ininterrumpida (U)

La alimentación a las cargas (A) requiere del arranque automático del generador de emergencia y la conmutación automática para su alimentación desde este generador, una vez que no estén disponibles las demás fuentes.

Para alimentar a las cargas de alimentación ininterrumpida (U) se debe considerar las siguientes opciones:

- Instalación de fuentes de alimentación ininterrumpida (UPS) alimentados desde las fuentes de corriente alterna de la subestación.
- Instalación de Inversores alimentados desde las fuentes de corriente continua de la subestación.

Servicios de Corriente Continua

Los Servicios Auxiliares de corriente continua de la subestación estará conformado por un sistema de 125 Vcc, con los polos aislados de tierra (punto medio a tierra). Las cargas totales que requieren alimentación de corriente continua se clasifican de la siguiente manera:

- Cargas de los controles y protecciones principales
- Cargas de los controles y protecciones secundarios
- Cargas del sistema de comunicaciones

Para la alimentación a estas cargas de corriente continua se debe considerar dos sistemas independientes, cada uno con lo siguiente:

- Un rectificador – cargador de batería
- Una batería conectada para operar en carga flotante.

En caso corresponda, se deben considerar dispositivos de protección de los equipos en DC debido a sobretensiones por descargas atmosféricas.

Cada uno de estos sistemas debe estar dimensionado para la carga total.

Las baterías deben instalarse en un ambiente con aire acondicionado, para que en caso de emergencia puedan suministrar la energía necesaria por un periodo de tiempo de cinco horas. Al final de este periodo debe tener la capacidad para cerrar los interruptores de alta tensión para conectar la alimentación de los SS.AA., como se muestra en la Figura 5.1.

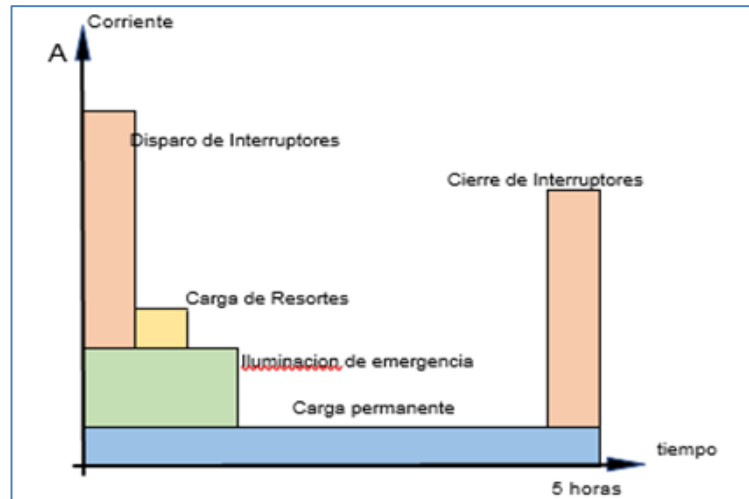


Figura 5.1. Ciclo de carga típico de las baterías

De otro lado, en la Figura 5.2 se muestra el diagrama general de los SS.AA. que se debe implementar en las subestaciones.

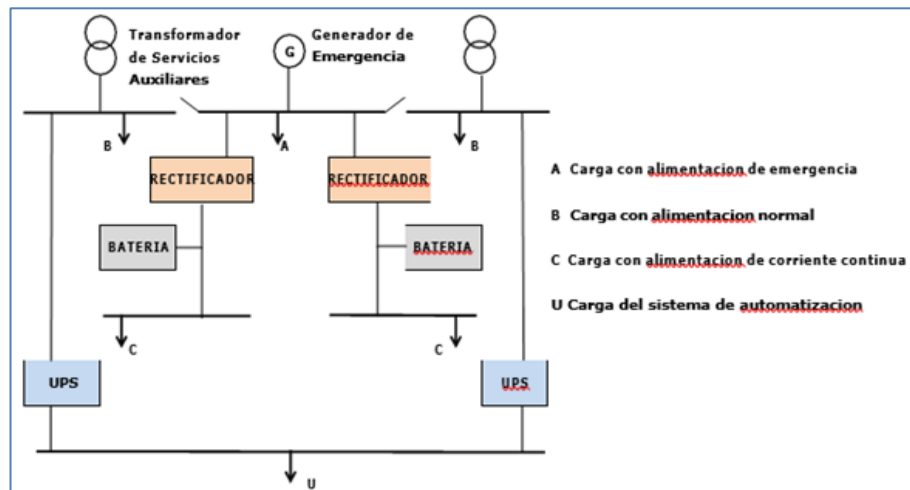


Figura 5.2. Diagrama general de los servicios auxiliares.

Descripción del Equipamiento de SS.AA.

- Para los STTN y STTR, que cuentan con casetas de control, los SS.AA. deberán comprender el siguiente equipamiento:

Caseta de SS.AA. (ubicada usualmente en el Edificio de Control):

- Alimentación en alterna desde los transformadores de SS.AA. y grupo electrógeno.
- Tablero general, tableros de distribución de circuitos (en alterna y continua), tablero de transferencia automática.
- Cargadores-rectificadores independientes y redundantes.
- Bancos de baterías (independientes y redundantes) para la alimentación en continua.

Nota: En el nuevo proyecto se podrá considerar la instalación del banco de baterías redundante, en la caseta de control.

- Tableros en continua para las comunicaciones, control y protección de la subestación.

Casetas de control (ubicada en el patio de llaves):

- Alimentación en alterna desde los circuitos del tablero de distribución de la Caseta de SS.AA.
- Tablero de distribución de circuitos en alterna y continua.
- Tableros en continua de control y protección.
- Cargadores-rectificadores independientes y redundantes.
- Alimentación en continua proveniente de los bancos de baterías (independientes y redundantes) de la Caseta de SS.AA.

Nota: En el proyecto se podrá considerar la instalación del banco de baterías redundante, en la caseta de control.

- Para STL, sin casetas de control en el patio de llaves, los SS.AA. se disponen en el Edificio de Control y comprenden:
 - Alimentación en alterna desde los transformadores de SS.AA. y grupo electrógeno.

- Tablero general, tableros de distribución de circuitos (en alterna y continua), tablero de transferencia automática.
- Tablero de distribución de circuitos en alterna.
- Cargadores-rectificadores independientes y redundantes.
- Banco de baterías (independientes y redundantes) para la alimentación en continua.
- Tableros en continua para las comunicaciones, control y protección de la subestación.

En el caso de ampliaciones de subestaciones existentes, los servicios auxiliares existentes podrán permitir la alimentación de las cargas de las ampliaciones, solo con la conformidad del titular de la instalación.

Distancias eléctricas

Para las distancias mínimas y de seguridad se debe cumplir con lo dispuesto por el CNE-Suministro y la norma IEC 60071 (Ref. [2]).

5.5 CRITERIOS DE DISEÑO ELÉCTROMECAÁNICO

5.5.1 CAMPOS ELECTROMAGNÉTICOS

Campos Eléctricos y Magnéticos

En el interior de las subestaciones donde existe “exposición ocupacional”, y en la vecindad de las subestaciones donde existe “exposición a la población”, no se deben superar los Valores Máximos de Exposición a Campos Eléctricos y Magnéticos a 60 Hz, que se muestran en la Tabla 5.5¹⁶.

Tabla 5.5. Valores máximos de exposición a Campos Eléctricos y Magnéticos

Campo	Dentro de la Subestación	Fuera de la Subestación
Eléctrico	8,3 kV/m	4,2 kV/m
Magnético	416,7 µT	83,3 µT

(16) CNE-Suministro, Regla 212.

Corona y Radio Interferencia

Las instalaciones de una subestación no deben presentar efecto corona visible en el 90% del tiempo, para las condiciones atmosféricas predominantes en el área donde se encuentra ubicada dicha subestación. Así, la Tabla 5.6 indica las tensiones mínimas para inicio de extinción de corona visual fase – tierra para diferentes tensiones nominales a 60 Hz.

Tabla 5.6. Las tensiones de extinción de la corona visible

Tensión nominal a 60 Hz (kV)	Tensión mínima de Extinción de Corona Fase – Tierra (kV)
500	350
220	161
138	97

Compatibilidad electromagnética

Los disturbios electromagnéticos provenientes de las maniobras en los equipos de patio, las fallas a tierra y las descargas atmosféricas, se deben considerar al analizar la compatibilidad electromagnética. Este análisis debe efectuarse en la etapa de ingeniería de detalle del proyecto con el objeto de definir el entorno electromagnético y sus medidas de control.

Las medidas que se pueden considerar en el diseño para mitigar los disturbios electromagnéticos son:

- El dimensionamiento de la malla de puesta a tierra y su conexión a las estructuras metálicas.
- El uso de cables blindados y la conexión de este a tierra.
- El aislamiento de circuitos, (protección de las casetas de control ubicadas en el patio de llaves mediante Jaulas de Faraday).
- Especificaciones de los equipos, (especificación de equipos con ensayo de interferencia, puesta a tierra de los neutros de los transformadores de corriente en las cajas de agrupamiento, etc.).

5.5.2 SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA

Se deben considerar los criterios de seguridad: tensiones de toque y paso y potenciales transferidos, señalados por el CNE-Suministro y el CNE-Utilización vigentes¹⁷. La malla de tierra debe estar conformada por conductores de cobre desnudo y electrodos de acero con revestimiento de cobre (copperweld), conectados entre sí con soldadura exotérmica.

Los valores de corriente máxima para el cálculo del conductor de la malla de puesta a tierra se consignan en la Tabla 5.2.

Además, se deben considerar los siguientes criterios de diseño:

- La sección mínima de los conductores de tierra debe determinarse con la metodología de la Sección 11 de la IEEE Std. 80-2013 (Ref. [24]).
- Se debe considerar un tiempo mínimo de despeje de fallas de 0,5 s.
- Los criterios de seguridad (tensiones de toque y paso y potenciales transferidos), considerados en el cálculo de la malla de puesta a tierra deben tomar en cuenta la dispersión de la corriente de falla en los cables de guarda de las líneas que convergen a la subestación. Adicionalmente, las tensiones máximas tolerables de paso y contacto se obtendrán siguiendo la metodología descrita en la Sección 8 de la norma IEEE Std. 80 - 2013 (Ref. [24]).
- Asimismo, para el cálculo de la máxima corriente que fluye por la malla de tierra se debe emplear la metodología descrita en la Sección 15 de la norma IEEE Std. 80 - 2013 (Ref. [24]).

(17) CNE-Suministro. Reglas 036.A y 036.B.

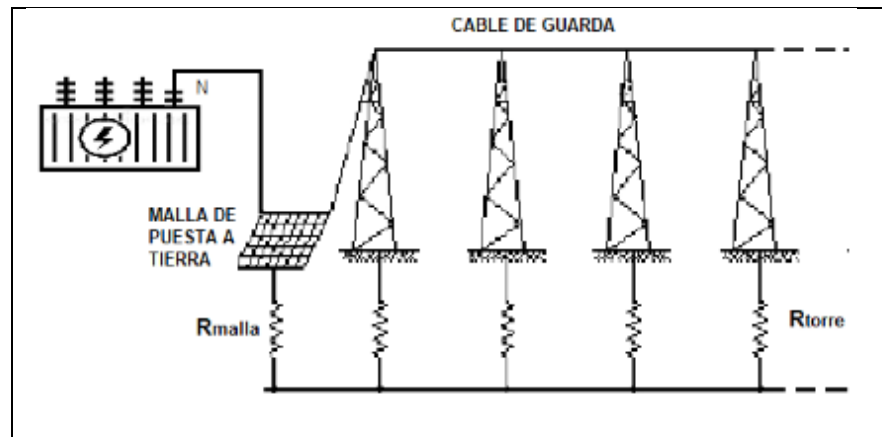


Figura 5.3. Esquema de equipos conectados a la malla de puesta a tierra de una subestación.

5.5.3 PROTECCIÓN CONTRA DESCARGAS ATMOSFÉRICAS

Requisitos de la Protección Contra Descargas Atmosféricas

Todas las subestaciones del STTN y STTR deberán contar con blindaje contra descargas atmosféricas para la protección de sus equipos de patio y edificaciones.

Las subestaciones del STL deberán contar con blindaje contra descargas atmosféricas cuando estén ubicadas en zonas de frecuentes descargas (zona sierra y selva).

Diseño de la Protección Contra Descargas Atmosféricas

Las protecciones contra descargas atmosféricas para los patios de las subestaciones serán diseñadas según la norma IEEE Std 998 (Ref. [34]). Para definir las zonas protegidas se utilizará el método de las esferas rodantes incluido en esta norma.

En los edificios de control y casetas de campo de las subestaciones del STTN ubicados en zonas de alta densidad de descargas atmosféricas, se debe considerar la utilización de edificios metálicos, o alternatively, la construcción civil con jaula de Faraday, como se muestra en la Figura 5.4.

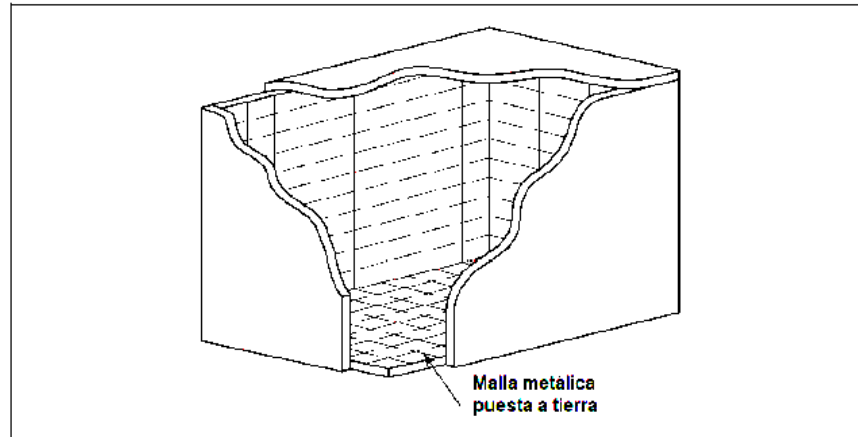


Figura 5.4. Representación de sistema de puesta a tierra con Jaula de Faraday en la estructura de construcción civil.

5.5.4 PROTECCIÓN CONTRA INCENDIOS

Protección General

La Protección contra Incendios para los Equipos de Patio y de la Sala de Control ¹⁸ debe ser con Extintores, los cuales deben ser de la Clase C según la Norma NFPA-10- (Ref. [35]), numeral 5.2.3 (Class C: fires that involve energized electrical equipment). Deben ubicarse en las entradas y salidas de las distintas áreas de la subestación.

Sala de Control

El diseño de la Sala de Control debe considerar lo siguiente:

- a) No usar materiales inflamables.
- b) Los accesos y salidas libres y señalizados, de manera que haya siempre una ruta de escape.
- c) Las puertas deben abrir hacia afuera y deben tener barra de apertura de la puerta.

(¹⁸) La Regla 114 del CNE-Suministro dice:

Regla 114. Protección contra incendios

La selección del tipo de protección contra incendio para cada instalación será en función a los resultados del Estudio de Riesgos mencionado en el Reglamento de Seguridad y Salud en el Trabajo de las Actividades Eléctricas.

El equipo extintor de incendios aprobado para el uso esperado, deberá ser ubicado convenientemente y señalizado de manera visible, asimismo deberá ser debidamente mantenido para su oportuna y eficaz operación.

5.5.5 PROTECCIÓN EN LAS UNIDADES TRANSFORMADORAS DE POTENCIA

Cada unidad transformadora del STTN y del STTR deben equiparse con un sistema contra explosión y prevención de incendio, un sistema de recuperación de aceite (mediante bombeo) en caso de derrame. Asimismo, se debe prever la instalación de muros cortafuego a fin de aislar las unidades de transformación en caso de accidente.

Los transformadores del STL deben equiparse con un sistema de prevención de incendio y un sistema de recuperación de aceite (mediante bombeo) en caso de derrame.

5.6 EQUIPAMIENTO DE ALTA TENSIÓN

Los equipos de patio del STTN, STTR y STL seguirán los criterios y especificaciones generales señalados en el presente numeral.

Se pueden aceptar otras tecnologías de equipamiento que satisfagan las características nominales de operación indicadas en el presente numeral, siempre que sean de tecnología moderna y de comprobada aceptación internacional.

5.6.1 ESPECIFICACIONES TÉCNICAS GENERALES

Las especificaciones técnicas deben definir las condiciones de servicio estandarizadas ¹⁹ para todos los equipos. Se debe considerar lo siguiente:

a) Temperaturas:

- Máxima Por lo menos 40 °C o mayor según el lugar de la instalación
- Media Según el lugar de la instalación
- Mínima Según el lugar de la instalación - 5 °C ó - 10 °C

b) Altitud de Instalación

- Altitud 1000 msnm o mayor según el lugar de la instalación

c) Contaminación

(¹⁹) Se usa como referencia la norma IEC 62271-1 (Ref. [32])

Según las normas IEC 60815-1 e IEC 60815-2 (Ref. [10])

- Para la costa Muy alta (Very heavy)
- Para la sierra Alta (Heavy)
- Para la selva Media (Medium)

d) Humedad

Se debe considerar que hay condiciones para la condensación de la humedad del ambiente.

e) Vientos

Según lo establecido en el CNE-Suministro.

f) Precipitaciones

- Lluvias : Según las condiciones locales (en base a estadísticas de precipitaciones medidas en la zona).
- Hielo : 20 mm

g) Radiación Solar

Según el Mapa Solar del Perú, los valores al mediodía con cielo despejado son:

- Costa Norte y Sierra : 700 W/m²
- Costa Sur : 1000 W/m²
- Selva : 500 W/m²

h) Sismos

Se debe identificar la zona sísmica según el mapa sísmico del Perú de la norma técnica E.030 "Diseño Sismorresistente" del Reglamento Nacional de Edificaciones.

Para los equipos de alta tensión y sus estructuras soporte, se deberá cumplir la norma IEEE Std 693 (Ref. [33])

5.6.2 INTERRUPTORES

Los interruptores deberán tener las siguientes características:

1. Maniobrar los circuitos a los cuales están conectados, estableciendo las correspondientes corrientes, sean las nominales o las que aparezcan por el cierre sobre una falla.

2. Deben ser operados mediante motores eléctricos de corriente continua (CC).
3. Conducir y soportar las posibles corrientes que puedan circular por dicho circuito, sean las nominales de manera permanente o las de falla por un tiempo determinado.
4. Interrumpir las corrientes nominales o de falla que circulan a través de sus contactos.
5. En función de la aplicación específica, los interruptores deben tener la capacidad de efectuar las siguientes maniobras:
 - a) Cerrar e interrumpir las corrientes de carga nominal del sistema a cualquier factor de potencia.
 - b) Cerrar e interrumpir las corrientes de las líneas en vacío.
 - c) Cerrar e interrumpir las corrientes de maniobra de los bancos de capacitores.
 - d) Cerrar e interrumpir pequeñas corrientes inductivas sin provocar sobretensiones inadmisibles en el sistema eléctrico.
 - e) Cerrar e interrumpir las corrientes que se produzcan sobre una falla trifásica en sus terminales.
 - f) Cerrar e interrumpir las corrientes de una falla kilométrica.
 - g) Cerrar e interrumpir las corrientes en oposición de fases.
6. Los tiempos de operación o de corte nominal (máximo) para la interrupción de las corrientes de cortocircuito, en función de la tensión nominal serán:
 - a) Mayores a 220 kV : 40 milisegundos.
 - b) 138 kV y 220 kV : 3 ciclos
 - c) Hasta 60 kV : 4 ciclos
7. Contar con un sistema de accionamiento a resortes mediante la carga por un motor eléctrico u otro sistema de accionamiento que ofrezca mejores ventajas operativas. Serán de la clase M2 (circuit-breaker with extended mechanical endurance, mechanically type tested for 10 000

operations) según la definición de la norma IEC 62271-100 (Ref. [31]).

Asimismo, aquellos interruptores que cuenten con un dispositivo de sincronización de maniobra deben tener un mecanismo de accionamiento unipolar; así como también las líneas de transmisión con tensiones mayores o iguales a 100 kV para permitir recierres monofásicos.

8. Contar con dos bobinas de apertura y una de cierre, totalmente independientes.
9. Los interruptores de los siguientes equipos deben ser unipolares y contar necesariamente con un dispositivo de sincronización de maniobra (mando sincronizado):
 - a) Unidad transformadora de potencia con tensión primaria de 500 kV.

En transformadores del STTN y STTR adicionalmente se debe considerar este equipamiento en el lado secundario.

- b) Unidad transformadora de potencia con tensión primaria menor o igual a 220 kV, cuando su potencia sea mayor o igual a 50 MVA y además su relación de corto circuito (R_{cc}) sea menor o igual a 30.

La relación de corto circuito (R_{cc}), se calcula dividiendo la potencia de corto circuito del SEIN del punto de conexión, entre la potencia nominal de la unidad transformadora en condición de refrigeración ONAN.

De no cumplirse una de las dos condiciones, se podrán emplear interruptores tripolares, o unipolares con mando trifásico.

- c) Reactores conectados en derivación (de barra o línea), con tensión mayor o igual a 100 kV, en donde para el diseño de los interruptores adicionalmente se debe cumplir la norma IEC-62271-100 (Ref. [43]). Asimismo, para el control de los niveles de tensión transitoria de restablecimiento (TRV), se deberá considerar las recomendaciones de las normas IEC/TR 62271-306 (Ref. [44]) e IEEE Std C37.015 (Ref. [45]).

- d) Capacitores conectados en derivación, con tensión mayor o igual a 100 kV.
 - e) En configuración de barras en interruptor y medio, cuando se requiera mando sincronizado, se debe considerar mando sincronizado en los dos interruptores de maniobra del transformador, reactor o capacitor.
10. Serán diseñados para la secuencia de operaciones de apertura (O), cierre (C) y cierre – apertura (CO) como se indica:
- O – 0,3 segundos – CO – 3 minutos – CO, en el caso de interruptores para recierre rápido (con tiempo muerto).
 - CO – 15 segundos – CO, en el caso de interruptores que no requieren recierre rápido.

Asimismo, para que las partes de su circuito principal sean libres de mantenimiento, deben ser diseñados con la clase E2 (circuit-breaker designed so as not to require maintenance of the interrupting parts of the main circuit during its expected operating life) según la definición de la norma IEC 62271-100 (Ref. [31]). Para los que sean dedicados a la maniobra de capacitores deben ser diseñados con la clase C2 (circuit-breaker with very low probability of restriking during capacitive current breaking) según la definición de la norma IEC 62271-100 (Ref. [31]).

5.6.3 SECCIONADORES Y CUCHILLAS DE PUESTA A TIERRA

Los seccionadores deberán tener las siguientes características:

1. Tener la capacidad de conectar y desconectar partes de la instalación de acuerdo con lo siguiente:
 - a) Maniobra de apertura y cierre de las corrientes de los circuitos, siempre y cuando los extremos de los contactos estén al mismo potencial.
 - b) Maniobra de apertura y cierre de las corrientes residuales capacitivas de las barras y/o de las conexiones de alta tensión de la subestación, cuando uno de los extremos de los contactos se encuentra sin potencial.

2. El aislamiento entre contactos abiertos debe ser mayor que el aislamiento fase – tierra, de manera que si aparece una sobretensión primero falla el aislamiento a tierra antes de que pase la sobretensión a través de los contactos abiertos del Seccionador.
3. Los seccionadores del STTN, STTR y STL deben ser operados mediante motores eléctricos de corriente continua (CC) y en forma manual al pie del seccionador. El accionamiento de la cuchilla de puesta a tierra debe ser motorizado de corriente continua (CC) o manual y se acciona desde el mismo seccionador.
4. Los seccionadores de 500 kV del STTN y STTR deben tener mando motorizado en cada polo. Los seccionadores de 500 kV, del STL y los seccionadores de 220 kV y 138 kV, pueden tener un mando motorizado único para los tres polos.
5. Serán de la clase M2 (disconnector having an extended mechanical endurance of 10000 operating cycles) según la definición de la norma IEC 62271-102 (Ref. [36]).
6. Las Cuchillas de Puesta a Tierra serán de la Clase E2 (earthing switches with a short-circuit making capability of five making operations) según la definición de la norma IEC 62271-102 (Ref. [36]).
7. Contar con interbloqueos para evitar operaciones cuando su interruptor asociado está cerrado y/o cuando esté cerrado el seccionador de tierra.

5.6.4 TRANSFORMADORES DE CORRIENTE

Los transformadores de corriente deberán tener las siguientes características:

1. El número de núcleos de protección y medición serán los requeridos según el equipamiento de protección y medición, propuestos en el diseño de la subestación. No obstante, como mínimo se requieren un núcleo de medición y tres (3) de protección.

2. Los núcleos de medición deben entregar la onda de corriente reducida, hasta el 120 % de la corriente nominal con una precisión menor o igual al 0,2 %.
3. Los núcleos de protección deben cumplir con los siguientes requisitos funcionales:
- a) Entregar una onda de corriente que no debe ser distorsionada por el componente de corriente continua de la corriente de cortocircuito.
 - b) No deben saturarse para los niveles de cortocircuito de diseño de la subestación. Para ello, deben tener una adecuada relación de transformación y carga o “burden” nominal. Los burden minimos serán:

	Transformador de corriente	
	Corriente secundaria: 1 A	Corriente secundaria: 5 A
Núcleo de protección	Clase de precisión: 5P20 Burden: 15 VA (mínimo)	Clase de precisión: 5P20 Burden: 50. VA (mínimo)

- c) Soportar térmica y dinámicamente las altas corrientes de cortocircuito, sin recalentamientos ni daños mecánicos que lo perjudiquen.
 - d) No deben ser afectados en su precisión por causa de cualquier flujo magnético remanente que pudiere presentarse en su operación.
 - e) Deberán ser de precisión 5P20; esto es hasta 20 veces la corriente nominal con una precisión menor o igual al 5 %.
4. La relación de transformación de corriente debe definirse de tal forma que no se transgredan los límites permisibles para los errores de intensidad y desplazamiento de ángulo según norma IEC. La relación mayor del transformador de corriente dependerá de la corriente nominal de la línea, transformador

o acoplamiento, se considerarán relaciones menores teniendo en consideración los niveles de corriente evaluados en los estudios eléctricos para el 1er y 3er año.

El diseño debe cumplir con la norma IEC 61869-2 (Ref. [17]) o aquella que la reemplace.

5.6.5 TRANSFORMADORES DE TENSIÓN

Los transformadores de tensión deberán tener las siguientes características:

1. Los transformadores de tensión pueden ser inductivos o capacitivos.

Para el nivel de 500 kV, solo se utilizarán transformadores de tensión tipo capacitivo; excepto cuando sean instalados en una subestación tipo GIS o sean utilizados para servicios auxiliares o se instalen en las barras para facilitar la medición de armónicos, donde podrán ser inductivos. En el caso de los transformadores de tensión de barras de 220 kV deberán ser inductivos

2. El número de devanados de protección y medición serán los requeridos según el equipamiento de protección y medición, propuestos en el diseño de la subestación. No obstante, como mínimo se requieren tres (3) devanados; un devanado para la protección principal, un segundo devanado para la protección de respaldo y un tercer devanado para la medición.
3. Cumplir con los siguientes requisitos funcionales:
 - a) El núcleo de protección debe entregar la onda de tensión reducida, hasta el 150 % de la tensión nominal con una precisión menor o igual al 3 %.
 - b) El núcleo de medición debe entregar la onda de tensión reducida, hasta el 120 % de la tensión nominal con una precisión menor o igual al 0,2 %.
 - c) Entregar una onda de tensión que no debe ser distorsionada por el componente de corriente continua de la corriente de cortocircuito.

- d) Deberán tener una adecuada respuesta frente a transitorios, de manera de no distorsionar la onda de tensión que se entrega a los relés de protección.
 - e) No deberán ocasionar fenómenos de ferorresonancia por oscilaciones de baja frecuencia en el sistema.
4. Asegurar un buen comportamiento en transitorios, para lo cual, deben ser de extra alta capacitancia, cuyo valor mínimo será el siguiente:
- a) Para 500 kV : 5,000 pF
 - b) Para 220 kV: 10,000 pF
 - c) Para 138 kV : 18,000 pF
 - d) Para 60 kV : 24,000 pF

El diseño debe cumplir con las normas IEC 61869-3 (Ref. [18]), 61869-5 (Ref. [19]) y 60358 (Ref. [9]) o aquellas que las reemplacen.

5.6.6 DESCARGADORES DE SOBRETENSIÓN

Los descargadores de sobretensión deberán instalarse en la entrada de la línea de transmisión a la subestación, en todos los devanados de las unidades transformadoras de potencia y en los reactores y capacitores conectados en derivación.

Los descargadores de sobretensión deberán tener las siguientes características:

1. Ser del tipo Óxido de Zinc, con contador de descargas.
2. Los márgenes de protección para las sobretensiones de maniobra ("Switching") y atmosféricas ("Lightning"), serán las que resulten de la clase y la tensión del descargador de sobretensión seleccionado.
3. La corriente nominal de descarga y la clase de descarga de los descargadores de sobretensión será como se indica:
 - a) Para el STTN en 500 kV : 20 kA, Clase Estación Alto (SH)
 - b) Para el STTR en 220 kV : 20 kA, Clase Estación Alto (SH)
 - c) Para el STL en 220 kV : 10 kA, Clase Estación Medio (SM)

d) Para 132 kV : 10 kA, Clase Estación Bajo (SL)

4. Los aisladores que sirven de cuerpo aislante (housing) a los descargadores de sobretensión pueden ser de porcelana. También, por razones sísmicas o de contaminación, se puede aceptar el aislamiento polimérico.

El nivel de aislamiento de los aisladores (housing) deben corresponder como mínimo, a lo indicado en la norma IEC 60099 o aquella que la reemplace. En caso de altitudes mayores a 1000 msnm el aislamiento debe ser corregido (aumentarlo) según las normas IEC.

5.6.7 UNIDADES TRANSFORMADORAS DE POTENCIA

Las unidades transformadoras de potencia deberán cumplir con las siguientes características:

1. Deben ser sumergidas en aceite, para una frecuencia nominal de 60 Hz y especificadas con las tensiones nominales indicadas en la Tabla 5.1 del presente capítulo.
2. Tener la capacidad de suministrar su potencia nominal en forma continua al 100 %, en todo el rango de las tensiones operativas del sistema eléctrico, así como en cualquiera de las posiciones de las tomas de alta o de baja tensión y en todas las condiciones ambientales y a la altitud de instalación especificada.
3. Deberán estar diseñados para operar en condiciones de contingencia con una sobrecarga temporal, para cualquier condición previa de cargabilidad y sin afectarse su vida útil.
4. Los transformadores de potencia deberán ser especificados cumpliendo los siguientes criterios:
 - La potencia nominal corresponde a la mayor potencia de las etapas de enfriamiento de cada devanado del transformador.

La relación de potencia nominal de las etapas ONAF y la ONAN no podrán ser mayores a las relaciones indicadas:

Etapas de enfriamiento	ONAF 1	ONAF 2
Relación ONAF/ONAN	1.33	1.66

- La tensión especificada del equipo deberá corresponder a la toma central del conmutador; siendo este valor la tensión nominal del sistema en el punto de conexión de alta tensión.
 - El diseño debe cumplir con la norma IEC 60076 (Ref. [3]) o aquella que la reemplace.
5. El valor de impedancia de cortocircuito deberá ser: $Z_{cc} \leq 14\%$, referido a 75°C y en la base nominal y a la máxima potencia de las unidades transformadoras, incluyendo todas las etapas de la refrigeración. Se admitirán impedancias de cortocircuito superiores solo en casos especiales como, por ejemplo, limitación de corrientes de cortocircuito.
6. Las unidades transformadoras que sean equipados con conmutadores de tomas bajo carga (OLTC), deberán considerar en la toma central la tensión nominal del sistema y por lo menos, ocho tomas adicionales para obtener valores de $\pm 10\%$ la tensión nominal.

Los OLTC que sean utilizados en una conexión estrella, serán instalados en el neutro de la estrella que estará puesto a tierra y, los que sean utilizados en una conexión delta, serán instalados en el medio de los devanados (three pole mid-winding arrangement).

7. Tener la capacidad de soportar al menos tres (03) fallas con corrientes de cortocircuitos de diseño antes de una inspección interna.
8. Soportar sin saturación del núcleo, la sobreexcitación en vacío a 60 Hz que se muestra en la Tabla 5.7:

Tabla 5.7. Sobreexcitación en vacío a 60 Hz, en cualquier condición de operación

Periodo	Tensión (p.u.)
10 segundos	1,35
20 segundos	1,25
8 minutos	1,15

Los valores de impedancia máxima y mínima deben cumplir las condiciones de paralelismo cuando la unidad transformadora se instale en paralelo a otra existente.

9. Las pérdidas máximas admisibles en las unidades transformadoras deben ser un porcentaje de la potencia total, incluyendo todas las etapas de refrigeración. Estas pérdidas corresponden a una combinación específica de un par de devanados, ver la Tabla 5.8:

Tabla 5.8. Pérdidas en transformadores, en porcentaje de su potencia trifásica nominal a la tensión y frecuencia nominales.

Unidades transformadoras	Pérdidas Máximas
Autotransformadores 500/220/MT kV	0,3%
Autotransformadores 220/138/MT kV	0,3%
Transformadores Primario 220 kV	0,5%
Transformadores Primario 138 kV	0,6%

10. El nivel mínimo de aislamiento externo de los aisladores pasatapas (bushings) debe ser mayor al aislamiento interno del transformador, el cual, deberá ser corregido por la altitud sobre el nivel del mar.
11. Cada unidad transformadora del STTN y del STTR debe equiparse con un sistema contra explosión y prevención de incendio y un sistema de recuperación de aceite (mediante bombeo) en caso de derrame. Asimismo, debe considerar la instalación de muros cortafuego a fin de aislar las unidades transformadoras en caso de accidente.

Los transformadores del STL deben equiparse con un sistema de prevención de incendio y un sistema de recuperación de aceite (mediante bombeo) en caso de derrame. Asimismo, deberán considerar la instalación de muros cortafuegos a fin de aislar las unidades transformadoras en caso de accidente (en caso de bancos monofásicos o cuando hallan transformadores trifásicos adyacentes).

12. Cada banco transformador que se conecte al STTN y STTR, además de las características mencionadas deberán cumplir las siguientes características adicionales:

- a) El diseño del transformador deberá considerar dos etapas de enfriamiento: ONAN / ONAF.
- b) Los transformadores (Fig.5.5(a)) y autotransformadores (Fig.5.5(b)) de potencia deben ser de tres y dos devanados, respectivamente.

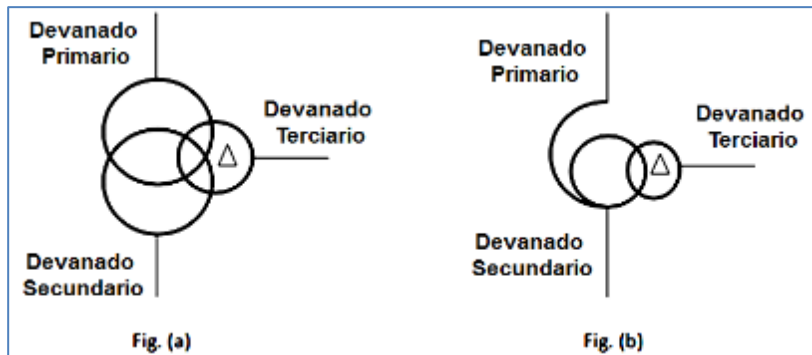


Figura 5.5. (a) Transformador, (b) Autotransformador

El devanado terciario cuya función principal es de compensación, será conectado en delta y debe tener como mínimo una potencia de diseño equivalente al 30 % de la potencia de diseño del devanado alta tensión.

Este devanado terciario sólo podrá utilizarse para la alimentación de los servicios auxiliares de la subestación, para lo cual, deberá implementar un neutro artificial instalando un transformador zig-zag, para proteger a dicho devanado contra fallas a tierra, y adicionalmente, instalar el transformador para servicios auxiliares.

- c) Estar constituidos por bancos de unidades monofásicas, y deberá tener como mínimo una unidad de reserva (en caso la subestación cuente con uno o con dos bancos). Se debe proveer un esquema de conexión de devanados y de circuitos de protección y control, mediante el uso de seccionadores que operen de forma secuencial, con un sistema de control que permita el recambio rápido de las unidades.
- d) Tener la capacidad de ser energizado por sus devanados primario y secundario, para lo cual debe estar implementado con el equipamiento necesario de

interruptores unipolares y mando sincronizado, por ambos bobinados.

- e) Deberán tener conmutadores de tomas bajo carga (OLTC) y regulador automático de tensión.
- f) Utilizar las siguientes potencias estandarizadas:

Tabla 5.9. Potencias Nominales Estandarizadas ONAF en transformadores de potencia

Autotransformadores 500/220/MT kV	Autotransformadores 220/138/MT kV	Transformadores con Primario 220 kV
Unidades monofásicas 3 x 200/200/67 MVA 3 x 250/250/80 MVA	Unidades monofásicas 3 x 50/50/15 MVA 3 x 100/100/30 MVA	50/50/15 MVA 100/100/30 MVA

Solo se permite dos niveles de enfriamiento ONAN/ONAF y una relación de potencia entre ellos de 1.33.

Todas estas potencias deben corresponder a las condiciones de altitud de la instalación.

5.6.8 COMPENSADOR SÍNCRONO

Los compensadores síncronos conectados en paralelo en determinadas barras del sistema para mejorar los niveles de cortocircuito y/o el control de la tensión deben contar con la capacidad nominal y los límites reactivos resultantes de los estudios eléctricos.

5.6.9 EQUIPOS ESTÁTICOS DE COMPENSACIÓN REACTIVA (SVC)

La ubicación, tipo y el rango nominal de operación de los equipos estáticos de compensación reactiva (SVC) conectados en determinadas barras del sistema para el control de la tensión, serán resultado de estudios eléctricos.

Dependiendo de la aplicación podrán tener control trifásico o control independiente fase por fase. En la definición de estos equipos se debe considerar fundamentalmente lo siguiente:

1. La curva característica V-I para definir los valores nominales inductivo y capacitivo (Figura 5.7)

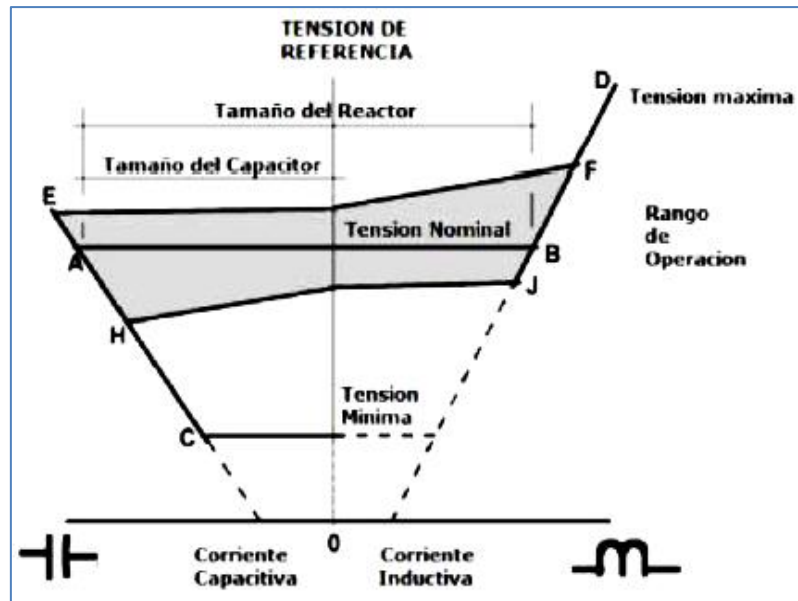


Figura 5.7. Curva característica V-I del SVC.

2. La curva de respuesta con los ajustes de:
 - a) Tiempo de respuesta hasta alcanzar por lo menos 90% de la tensión.
 - b) Máximo sobrealcance de la tensión.
 - c) Tiempo de respuesta hasta alcanzar el rango de $\pm 5\%$.
 - d) Tensión permanente (máxima operativa) 1,05 pu.
 - e) Tensión permanente (mínima operativa) 0,95 pu.
 - f) Tensión transitoria mínima (500 ms) 0,70 pu.

Los bancos de capacitores de los SVC deberán ser diseñados como filtros de armónicos para cumplir con la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE) y con la norma IEEE Std 519 (Ref. [25]), y también deberán tener su propio interruptor de maniobra para acoplarse.

Los SVC deberán ser especificados con todo el detalle incluido en la norma IEEE Std 1031 (Ref. [37]).

5.6.10 COMPENSADOR ESTÁTICO SÍNCRONO (STATCOM)

De manera similar a los equipos estáticos de compensación reactiva, su ubicación y características nominales de operación en su punto de conexión al SEIN serán resultado de estudios eléctricos.

No deben provocar interferencia en la operación de maniobra de reactores, bancos de capacitores, saturación de núcleos de la unidad transformadora, o en la operación de cualquier otro tipo de equipo, ni propiciar el inicio de condiciones de ferorresonancia.

El sistema de control no puede comprometer el desempeño del sistema, tanto en operación normal como en condiciones de contingencias y emergencias; no obstante, debe permitir bloquearse durante determinadas contingencias (o huecos de tensión). En la definición de estos equipos se debe considerar fundamentalmente lo siguiente:

1. La curva característica V-I para definir los valores nominales inductivo y capacitivo, ver Figura 5.8.
2. La curva de respuesta con los ajustes de:
 - a) Tiempo de respuesta hasta alcanzar por lo menos 90 % de la tensión.
 - b) Tiempo de respuesta hasta alcanzar el rango de ± 5 %.

Asimismo, los niveles armónicos en el punto de conexión al SEIN deberán cumplir con la norma NTCSE y con la norma IEEE Std 519 (Ref. [25]).

Se deberá considerar la norma IEEE 1052-2018 (Ref. [38]) para la especificación técnica de los STATCOM.

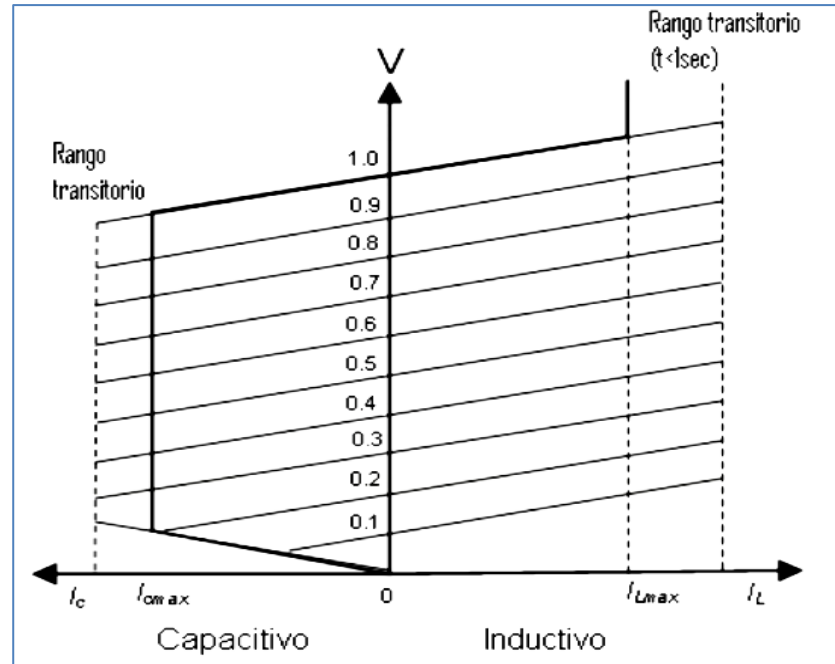


Figura 5.8. Curva característica V-I del STATCOM

5.6.11 REACTORES EN DERIVACIÓN

Los reactores en derivación, conformados por los reactores de barra y reactores de línea, deberán tener las siguientes características:

1. Estar diseñados para operar en forma continua a las máximas tensiones de servicio, durante toda su vida útil. Asimismo, deben estar diseñados para soportar las sobretensiones a las que puedan estar expuestos por ser frecuentemente energizados y desconectados de la red, sin pérdida o disminución de su vida útil.
2. Soportar, sin saturación del núcleo, las sobretensiones a 60 Hz indicadas en la Tabla 5.3 de este documento. Además, deben soportar sobretensiones de 60 Hz hasta de 1.40 p.u. durante 2 segundos.
3. Permitir controlar las tensiones, en régimen permanente, en la barra del sistema eléctrico de potencia a la cual se encuentra conectado. Asimismo, deben compensar el efecto Ferranti de las líneas de transmisión con la finalidad de facilitar la maniobra de energización de la línea.

4. Permitir que las líneas que se construyan se puedan energizar desde ambos extremos, excepto cuando las características del sistema en uno de sus extremos no permitan cumplir con el índice de desempeño para tensión en estado normal.
5. Tener sus devanados conectados en estrella. En el caso de los reactores de línea, se debe incorporar un reactor (Bobina Petersen) en el neutro de esta estrella para ser conectado a tierra. Este devanado adicional debe ser dimensionado para permitir la extinción del arco secundario para asegurar el recierre después de una falla a tierra. Asimismo, el reactor de neutro debe contar con un equipo de maniobra en derivación, con el fin de que, al cerrar este equipo, se permita la desenergización del reactor de línea, con los mismos criterios utilizados para los reactores de barra.
6. Los reactores en 500 kV se deben conformar a partir de unidades monofásicas aisladas en aceite y con refrigeración natural ONAN. Se debe prever como mínimo una unidad de reserva por subestación.
7. Los reactores con tensión nominal mayor o igual a 100 kV, deben poseer una celda equipada con interruptor y seccionador.
8. Tener interruptores unipolares y necesariamente capacitores en paralelo a las cámaras de extinción con un dispositivo de sincronización de maniobra (mando sincronizado) con capacidad de ajustes para: (a) En el cierre, reducir la corriente de inserción ("Inrush") en la energización y (b) En la apertura, controlar sobretensiones transitorias de desenergización generadas por la energía inductiva almacenada en la reactancia durante el corte de la corriente.
9. Tener un dimensionamiento adecuado, para que, en su conexión o desconexión, ocasione variaciones de tensión en el punto de conexión dentro del rango de $\pm 2,5 \% V_n$ en estado estacionario, para lo cual, deberán estar compuestos por un número suficiente de equipos (pasos).

10. Cada reactor debe equiparse con un sistema contra explosión y prevención de incendio y un sistema de recuperación de aceite (mediante bombeo) en caso de derrame. Asimismo, debe considerar la instalación de muros cortafuego a fin de aislar las unidades en caso de accidente.
11. El grado de compensación de líneas de transmisión será menor a la compensación cuando la susceptancia equivalente por fase del reactor o reactores se aproxima a la susceptancia propia por fase de la línea de transmisión (compensación crítica, condición de resonancia durante eventos de recierre monofásico). Aun cuando se tenga reactores de neutro (atenuantes de las sobretensiones inducidas en la fase abierta durante condiciones de recierre monofásico) se debe considerar el criterio anterior.

En general, el valor de diseño correspondiente al límite superior del grado de compensación para el reactor en derivación será aproximadamente 90%.

En el caso de que aún no pueda restringir la sobretensión a frecuencia industrial cuando el grado de compensación del reactor en derivación haya llegado al límite superior, deberá restringirse mediante otras medidas, como cambiar el modo de compensación.”

El diseño debe cumplir con la norma IEC 60076-6 (Ref. [4]) o aquella que la reemplace.

5.6.12 REACTORES EN SERIE

Los reactores en serie en sistemas de transmisión son utilizados para disminuir la corriente de cortocircuito de las barras, estas deben ser del tipo de núcleo de aire y se conforman a partir de unidades monofásicas.

Los reactores en serie deben poseer celdas equipadas con interruptores y seccionadores, y con interruptor de “by-pass”. Asimismo, deberán contar con capacitor shunt para reducir las sobretensiones de maniobras.

5.6.13 CAPACITORES EN DERIVACIÓN

Los capacitores conectados en derivación deberán tener las siguientes características:

1. Estar diseñados para operar en forma permanente con las tensiones y frecuencia nominales, incluso a la tensión máxima de servicio y con variaciones de la frecuencia de hasta 0,5 Hz.
2. Estar diseñados para ser energizados y desconectados de la red en forma frecuente; por tanto, deben soportar los transitorios de estas maniobras, sin afectar su vida útil.
3. Ser trifásicos con una conexión en doble estrella. Para permitir la medición de la corriente de desbalance, los neutros de cada estrella, deben conectarse entre sí y permanecer aislados de tierra.
4. Ser del tipo “filtro” y su reactor de amortiguamiento debe diseñarse para mitigar los efectos producidos por la conexión del capacitor al sistema, así como los armónicos que hayan sido identificados en el Punto de Conexión.
5. Tener interruptores unipolares y necesariamente un dispositivo de sincronización de maniobra (mando sincronizado) para que en la energización reduzca la corriente de inserción (“Inrush”).
6. Deben tener un dimensionamiento adecuado para que, en su conexión o desconexión, ocasionen variaciones de tensión en el punto de conexión dentro del rango de $\pm 2,5\%$ Vn en estado estacionario, para lo cual, deberán estar compuestos por un número suficiente de bancos (pasos).

El diseño debe cumplir con la norma IEC 60871 (Ref. [39]) o aquella que la reemplace.

5.6.14 COMPENSACIÓN SERIE

Las líneas de transmisión del sistema troncal nacional (STTN) y regional (STTR) pueden ser diseñadas con compensación serie, debiendo ser el grado de compensación menor o igual al 50 % de la impedancia de la línea.

El diseño de la Compensación Serie debe asegurar que no habrá resonancia a la frecuencia nominal ni con las armónicas que

puedan estar presentes en el sistema eléctrico. Además, se debe asegurar que la frecuencia de resonancia de la compensación no coincida con la resonancia mecánica en los generadores (resonancia subsíncrona).

Los aspectos de diseño de la configuración y estructura, deberá ser tomado en cuenta por el propietario de la nueva instalación, para seleccionar los equipos que cumplan con las normas internacionales de fabricación.

Capacitores en serie y tecnologías de control asociadas

Cada banco de capacitores debe segmentarse en dos partes considerando valores de reactancias con porcentajes de A% y B% respecto al valor de la reactancia total de los bancos de capacitores, tal como se muestra en el esquema de la Figura 6. Los valores de los porcentajes A% y B% serán definidos por el COES en cada caso en particular.

La ingeniería del proyecto debe desarrollarse previendo el espacio (terreno) suficiente para el caso de que en el futuro una de las secciones o todo el banco de capacitores serie posea una unidad de control tipo TCSC (Thyristor Controlled Series Capacitor), que cumple la función de mitigar la resonancia subsíncrona y adicionalmente desempeñar otras funciones de control como el amortiguamiento de oscilaciones, control de flujo de carga, etc.

El diseño debe cumplir con la norma IEC 60143 (Ref. [7]) o aquella que la reemplace.

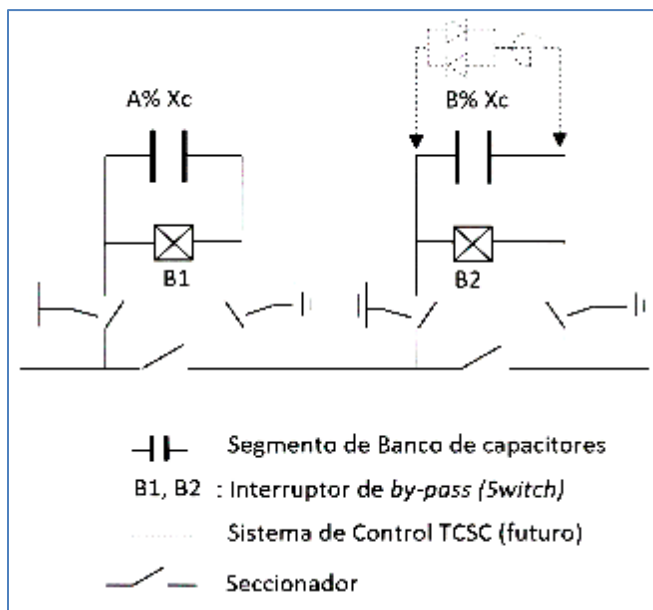


Figura 5.9. Capacitor Serie Segmentado

Otras tecnologías de control

La compensación en serie puede realizarse actualmente sin la utilización de bancos de capacitores en serie, dado los recursos de control proporcionados por los convertidores electrónicos de potencia. Se tiene como ejemplo a las tecnologías de control tipo SSSC (Static Synchronous Series Compensator) o variantes a esta.

Estas tecnologías deben permitir funciones de mitigación de resonancia subsíncrona y otras funciones de control (amortiguamiento de oscilaciones, control de flujo de carga, etc.). Asimismo, el diseño de estas tecnologías debe cumplir con estándares técnicos internacionales que a criterio de COES se consideren necesarios.

5.6.15 SUBESTACIONES ENCAPSULADAS AISLADAS EN GAS SF6

Las subestaciones encapsuladas aisladas serán en gas SF6 (GIS) u otro gas aislante que tenga como mínimo las mismas características, deben tener las siguientes características:

1. Las celdas GIS deben contener todo el equipamiento de maniobra (interruptores, seccionadores y seccionadores de puesta a tierra) necesario para la maniobra y protección de los circuitos (líneas y unidades transformadoras) de una subestación. En consecuencia, las características técnicas

de los interruptores y seccionadores de las celdas GIS son las que han sido definidas en los numerales 5.6.2 y 5.6.3.

2. Las celdas GIS deben estar diseñadas con las apropiadas zonas de gas, de manera que las fallas que se puedan producir dentro del encapsulado solo afecten una mínima parte de la instalación.

Por lo tanto, para cumplir con el requerimiento de asegurar la continuidad de servicio, el diseño de las subestaciones GIS del STTN y STTR, debe considerar compartimentos según las recomendaciones del Anexo F de la norma IEC 62271-203 (Ref. [20]), Tercera Edición. En ese sentido, para las configuraciones que involucren doble barra se admite que solo una barra y una celda permanezcan fuera de servicio durante el mantenimiento, reparación o extensión de la subestación.

3. El diseño de las Celdas GIS debe garantizar que las posibles sobretensiones internas de frente muy rápido (Very Fast Front) son soportadas por el equipamiento.
4. Las celdas GIS deben ser capaces de resistir un arco interno de corriente nominal de corto tiempo por una duración no menor que el tiempo de eliminación de falla de protección principal y de respaldo que es de 0,5 segundos, de modo que no se produzca ningún efecto externo que no sea la operación de los dispositivos de alivio de presión en los compartimentos de gas.
5. En las subestaciones GIS del STTN y STTR, los equipos y barras deben tener una disposición unipolar (cada fase en diferente encapsulado).

En las subestaciones GIS del STL, los equipos y barras podrán tener una disposición tripolar (las tres fases en el mismo encapsulado).

6. El diseño de la subestación GIS debe prever interfaces ("Buffers") en ambos extremos, para futuras ampliaciones o extensiones de barras y debe ser tal que permita probar el conjunto ampliado.

7. En zonas de alta contaminación se deberá implementar el diseño de subestaciones GIS tipo interior.
8. Durante las pruebas en sitio se debe monitorear la actividad de descargas parciales. Para ello, es necesario que el equipamiento venga provisto de acopladores capacitivos o de otros medios en cada compartimiento estanco de la GIS que permitan ejecutar estas pruebas en sitio.
9. Las conexiones a las líneas aéreas podrán efectuarse con módulos de empalme GIS y aisladores pasantes con aislamiento exterior. También se podrán utilizar tubos aislados en gas para la prolongar la conexión de los aisladores pasantes con las líneas aéreas.

Las conexiones a las unidades transformadoras o reactores podrán efectuarse con módulos de empalme GIS y cables de alta tensión, en donde se deberán instalar descargadores de sobretensión en ambos extremos de los cables. También podrán utilizarse tubos aislados en gas para la conexión directa con los "bushing" de las unidades transformadoras o reactores.

10. Los mecanismos de los seccionadores de las celdas GIS deberán ser diseñados sin contener ninguna tarjeta electrónica que comprometa el mando y la señalización de posiciones hacia los diferentes Niveles de control.

El diseño debe cumplir con la norma IEC 62271 (Ref. [20]) o aquella que la reemplace.

5.6.16 CABLES DESNUDOS Y BARRAS

Los conductores utilizados en las barras de las nuevas subestaciones AIS deberán tener las siguientes características:

1. Los conductores utilizados en las barras de las subestaciones del sistema de transmisión troncal deben ser del tipo flexible. Se podrá incluir en el sistema de barras, en caso sea necesario y de manera restringida, los conductores del tipo rígido. La conexión de este conductor y los equipos, serán a

través de terminales de conexión con flejes de amortiguamiento antisísmico.

2. La capacidad nominal de cortocircuito de las barras (colectora y de celda), debe cumplir con los valores señalados en la Tabla 5.2.
3. Para determinar la capacidad de corriente nominal se procede a determinar la corriente máxima que circularía por cualquier tramo de las barras para las condiciones de flujo normal y de contingencia y se multiplica por un factor de seguridad mínimo de 1,15 para cubrir condiciones imprevistas.

Para los proyectos de ampliación en subestaciones existentes, se debe verificar el diseño de las barras por:

- a) Capacidad de corriente bajo condiciones de máximo flujo de potencia, de modo tal que se origine la mayor distribución de corrientes en los conductores de barra sin superar el 90% de su capacidad nominal.
- b) Corriente de cortocircuito calculada en un escenario de máxima generación.

De no cumplir con cualquiera de los criterios indicados en a) y b), en el proyecto se deberá incluir el repotenciamiento de las barras y en caso corresponda, el reemplazo de los equipos del circuito de corriente de la celda de acoplamiento.

4. Para reducir las descargas del tipo “corona” en los conductores se debe verificar que el valor máximo de gradiente superficial no supere el valor de gradiente crítico de 18,5 kV/cm (zonas con altitud hasta 1000 msnm). En zonas con altitudes mayores a 1000 msnm, ese valor debe corregirse por altitud.

5.7 OBRAS CIVILES

5.7.1 ENTORNO FÍSICO

El diseño de la subestación debe prever el espacio disponible para las ampliaciones futuras. Para la subestación de un sistema de transmisión troncal nacional y regional se debe

tomar en cuenta los proyectos consignados en el Plan de Transmisión, así como el límite inferior del número de celdas conectadas a los STTN y STTR que se indican en la Tabla 5.10.

Tabla 5.10. Límite Inferior de Celdas a Considerar en el Diseño Civil de Subestaciones

N° de celdas	500 kV (STTN)	220 kV (STTR)
Límite inferior	6	6

El límite inferior define el espacio mínimo para el diseño civil de las celdas de una nueva subestación en su fase inicial. No obstante, el perímetro de la subestación deberá considerar las ampliaciones futuras máximas, 10 circuitos en 500 kV y 10 circuitos en 220 kV.

5.7.2 CIMENTACIONES Y ESTRUCTURAS DE SOPORTE

Las cimentaciones para el equipamiento de alta tensión y su estructura soporte deben diseñarse siguiendo la norma técnica E.030 “Diseño Sismorresistente” del Reglamento Nacional de Edificaciones, según la zonificación sísmica en donde se encuentra la subestación, considerando la categoría de Edificaciones Esenciales.

5.8 CONTROL, PROTECCIÓN Y COMUNICACIONES

5.8.1 CONTROL

Los requisitos mínimos de equipamiento del sistema de control a considerar en el diseño de subestaciones se consignan en el Capítulo 7 del Anexo 1.

5.8.2 PROTECCIÓN Y COMUNICACIONES

Los requisitos mínimos de equipamiento del sistema de protección y comunicaciones a considerar en el diseño de subestaciones se consignan en el Capítulo 6 del Anexo 1.

COES	PROCEDIMIENTO DE INGRESO, MODIFICACIÓN Y RETIRO DE INSTALACIONES EN EL SEIN	ANEXO
ANEXO 1. CRITERIOS MINIMOS DE DISEÑO DE INSTALACIONES ELÉCTRICAS		
CAPÍTULO 6. REQUISITOS TÉCNICOS MÍNIMOS PARA LOS SISTEMAS DE PROTECCIÓN, MEDICIÓN Y COMUNICACIONES		

6.1 OBJETIVO

Establecer los requisitos mínimos de los equipos de protección, medición y comunicaciones con el que deben contar las instalaciones de transmisión, generación y demanda que se conecten al SEIN con la finalidad de proporcionar un nivel de seguridad y calidad adecuado para la operación del sistema eléctrico.

6.2 ALCANCE

Es de cumplimiento obligatorio para todas las instalaciones con infraestructura de generación, transmisión y demanda dentro del alcance de aplicación del PR-20, que correspondan a nuevas instalaciones, ampliaciones o repotenciaciones de instalaciones existentes.

6.3 LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

Los requisitos mínimos de protección para líneas de transmisión se establecen según los siguientes niveles de tensión:

- Líneas de transmisión con tensión nominal de 138 kV
- Líneas de transmisión con tensión nominal de 220 kV
- Líneas de transmisión con tensión nominal mayor a 220 kV

El SIR (Source Impedance Ratio), es el método preferido para clasificar la longitud eléctrica de una línea con el fin de aplicar relés de protección. El estándar IEEE C37.113, (Guía de IEEE para aplicaciones de relé de protección para líneas de transmisión), clasifica la longitud de la línea según SIR de la siguiente manera:

- Líneas cortas ($SIR \geq 4$)
- Líneas medianas ($0,5 \leq SIR < 4$)
- Líneas largas ($SIR < 0,5$)

En el desarrollo del proyecto se debe calcular el SIR de manera que justifique la adecuada aplicación de los esquemas de protección y adecuada selección del esquema de teleprotección (POTT o PUTT) ya que se considera la posibilidad de usar onda portadora o microondas como sistema de comunicación de respaldo para STTR. Asimismo, justificar los esquemas de protección cuando se consideren seccionamiento de líneas existentes, donde en caso se generen tramos de líneas medianas y largas se mantendrá como mínimo el esquema de protección y sistemas de comunicaciones existentes antes del seccionamiento.

En los esquemas RP-LT-01, RP-LT-02 y RP-LT-03 del adjunto de “Esquemas Eléctricos”, se muestran las protecciones mínimas según el nivel de tensión para líneas de transmisión cortas, medianas y largas. Para cualquiera de los esquemas indicados se debe garantizar la operación instantánea de la protección para el despeje de fallas monofásicas²⁰ dentro de los límites de tiempo establecidos en el presente Anexo I.

Los esquemas mencionados constituyen una referencia general para su implementación en las nuevas líneas de transmisión y en las generadas por el seccionamiento de líneas de transmisión existentes. Sin embargo, debe tenerse en cuenta que, dependiendo de la importancia y criticidad, en una línea de menor tensión nominal puede requerirse un esquema de protecciones al igual que en una línea de tensión nominal superior.

Las protecciones de línea deben, además, respetar los siguientes requerimientos generales:

6.3.1 TIEMPO DE DESPEJE DE FALLA

Para los niveles de tensión mayores a 100 kV, el tiempo máximo de despeje de falla deberá ser 80 ms.

Para los niveles inferiores a 138 kV, el tiempo máximo de despeje de falla estará dado por los requerimientos de estabilidad del sistema ante los distintos tipos de falla. La falla que requiere menor tiempo de despeje es la falla trifásica.

6.3.2 DISPARO RÁPIDO ENTRE EL 0 Y EL 100 % DE LA LONGITUD DE LÍNEA

²⁰ A frecuencia Industrial (alrededor de 60 Hz)

Para los niveles de tensión mayores a 100 kV se debe garantizar el disparo rápido al 100 % de la longitud de la línea, para lo cual deberá implementarse la protección diferencial de línea (87L) y la protección de distancia (21/21N) con teleprotección. Independientemente del valor del SIR, para líneas de transmisión con longitudes menores a 20 km se debe implementar protección diferencial.

6.3.3 RESPALDO REMOTO

El sistema de protección de la línea debe garantizar el respaldo remoto para fallas ubicadas fuera de la línea protegida, para lo cual, deberá tener la función de protección de distancia (21/21N) y la función protección de sobrecorriente direccional (67/67N), independientemente de la utilización o no de la función de protección diferencial de línea (87L). Esto a modo de prevención que en el futuro la línea protegida pueda ser parte de una red en anillo.

Para los esquemas de teleprotección los relés con funciones de distancia y sobrecorriente direccional se podrán conectar a través de medios de transmisión en fibra óptica, onda portadora o microondas.

6.3.4 CARACTERÍSTICAS DE LA PROTECCIÓN DE DISTANCIA (21/21N)

La protección de distancia independientemente de su aplicación debe contar con las siguientes características mínimas:

1. Una característica cuadrilateral para fallas fase-tierra, y característica cuadrilateral o M_{ho} para fallas fase-fase, las cuales deben ser seleccionables.
2. Elementos independientes fase-tierra y fase-fase.
3. Por lo menos 4 zonas de medición de las cuales una de ellas con posibilidad de poder invertirse la direccionalidad.
4. Funciones especiales para aplicarlas en líneas con compensación serie, dependiendo de la aplicación.
5. Función de recierre monofásico o trifásico (79).

6. Esquemas de teleprotección con sub-alcance permisivo (PUTT) y sobre alcance permisivo (POTT).
7. Función de bloqueo y disparo por oscilación de potencia (68).
8. Disparo por pérdida de sincronismo (78), cuando el COES lo determine.
9. Función de cierre sobre falla (SOTF).
10. Funciones de mínima y sobretensión (27/59).
11. Función de falla de interruptor (50BF) en cualquier configuración de barras, como función disponible.
12. Funciones de sobrecorriente de fases y tierra direccionales y no-direccionales (67/67N), (50/51,50N/51N).
13. Función de localización de falla.
14. En caso de subestaciones en anillo o interruptor y medio debe contar con doble entrada de corriente y tensión.

Asimismo, las señales de corrientes de cada transformador de corriente deben llegar directamente a las entradas analógicas de corriente de los relés, evitando realizar sumatoria externa.

6.3.5 CARACTERÍSTICA DE LA PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE LÍNEA (87L)

La protección diferencial de línea independientemente de la aplicación debe contar con las siguientes características mínimas:

1. Evaluación de la corriente diferencial en módulo y fase, para cada fase.
2. Función recierre monofásico y trifásico (79).
3. Compensación de la corriente capacitiva en líneas largas.
4. Compensación del retardo del canal de comunicaciones.
5. Función de cierre sobre falla (SOTF).
6. Función de falla de interruptor (50BF) en cualquier configuración de barras, como función disponible.
7. Funciones de distancia completa con al menos 4 zonas de protección (21/21N).

8. Función de localización de falla.
9. En caso de subestaciones en anillo o interruptor y medio con doble entrada de corriente y tensión.

La protección diferencial de línea debe contar con funciones que eviten la actuación de dicha protección ante la pérdida de las señales de corriente de un extremo de la línea. Asimismo, las señales de corrientes de cada transformador de corriente deben llegar directamente a las entradas analógicas de corriente de los relés 87L, evitando realizar sumatoria externa.

Los relés con función de diferencial de línea se podrán conectar a través de multiplexores y medios de transmisión en fibra óptica. Dependiendo de la longitud de la línea de transmisión protegida, se podrán conectar de manera directa a través de los hilos de fibra óptica.

Debido a que la tecnología digital permite que en un solo relé se encuentre las funciones de protección 87L, 21/21N, 67/67N, etc. (relé multifunción), se podrá implementar la protección de línea con dos relés del tipo multifunción, lo cuales deberán ser redundantes en todas sus funciones.

6.4 TRANSFORMADORES Y AUTOTRANSFORMADORES

Los requisitos mínimos de equipamiento de protección para las subestaciones de transmisión se establecen según la potencia nominal de los transformadores o autotransformadores, es decir:

- **Pequeños** : Potencia mayor o igual a 1 MVA y menor que 5 MVA
- **Medianos** : Potencia mayor o igual a 5 MVA y menor que 50 MVA
- **Grandes** : Potencia mayor o igual a 50 MVA

En los esquemas RP-SE-01, RP-SE-02, RP-SE-03 y RP-SE-04 del adjunto de “Esquemas Eléctricos”, se muestran las protecciones mínimas para transformadores de dos bobinados, de tres bobinados, de cuatro bobinados y autotransformadores, respectivamente.

Los esquemas anteriores constituyen una referencia general para su implementación en las nuevas instalaciones.

Los transformadores y autotransformadores deben contar tanto con protecciones propias o intrínsecas y con protecciones externas o

eléctricas. Asimismo, deben cumplir con los requerimientos generales que se señalan a continuación.

6.4.1 PROTECCIONES PROPIAS O INTRÍNSECAS

Son las protecciones de los transformadores y autotransformadores con las cuales vienen equipados de fábrica.

La actuación o disparo de estas protecciones se ejerce sobre los interruptores del transformador, en todos sus niveles de tensión.

1. Protección Buchholz (63)

Emite la señal de alarma por acumulación lenta de gases para fallas incipientes, y el disparo por flujo violento de gases para fallas de desarrollo violento que producen arco dentro de la cuba.

2. Protección de sobrepresión (válvula de alivio de presión)

Es una membrana que resiste una presión determinada y que se fractura cuando la presión interior se torna peligrosa a causa de fallas internas de desarrollo violento permitiendo así la salida del aceite y gases hasta equilibrar las presiones, evitando con ello que el tanque llegue a explotar.

3. Imagen térmica (49)

El principio es transmitir información de puntos calientes no visibles de arrollamientos o líquido refrigerante de equipos en funcionamiento. Permite un primer nivel de alarma y un segundo nivel de disparo. Pueden incorporarse a la misma otras funciones, tales como el comando del sistema de refrigeración.

4. Termómetro

Permite la monitorización continua de la temperatura del fluido refrigerante y la operación predeterminada del sistema de refrigeración. Asimismo, emite una señal de alarma por temperatura y/o comanda el sistema de refrigeración.

5. Nivel de fluido refrigerante (71)

Determina el nivel del fluido refrigerante. Un nivel deficiente permite un primer nivel de alarma y un segundo nivel de disparo.

6.4.2 PROTECCIONES ELÉCTRICAS

Son las protecciones externas al transformador o autotransformador, que debe instalar el propietario del equipo.

Debido a que la tecnología digital permite que en un solo relé se encuentren más de una función (relé multifunción), los transformadores o autotransformadores deben tener redundancia en la protección en el bobinado primario, mediante dos relés del tipo multifunción que tengan habilitadas cada uno, las funciones diferencial y sobrecorriente con las siguientes características:

1. Protección Diferencial Total (87T, 87TN, 24)

Utilizada para proteger el equipo ante cortocircuito entre fases o fase a tierra (en su interior) en tiempo instantáneo.

Debe ser del tipo numérico, y la compensación de módulo y fase de las corrientes entrantes deben hacerse internamente, es decir, parte de la programación.

Debe permitir el bloqueo o restricción del segundo y quinto armónico, para evitar las desconexiones ante transitorios de energización y sobreexcitación respectivamente.

Debe contar con la eliminación de la corriente de secuencia cero de sus cálculos de la corriente diferencial.

Debe contar con un umbral alto de corriente diferencial con disparo directo y sin bloqueo de segundo y quinto armónico.

Para evitar sobrecalentamiento por corrientes parásitas originadas por la variación simultánea de frecuencias y tensiones, la protección diferencial debe contar con la función de protección de sobreexcitación 24.

2. Protección de Sobrecorriente (50/51, 50N/51N)

Es la protección principal ante fallas pasantes en el transformador o autotransformador que constituye el respaldo de la protección diferencial. Por esta razón, debe

implementarse con relé de forma externa al relé de protección diferencial del transformador o autotransformador para cada devanado.

Esta protección debe ser del tipo numérico, y poseer funciones tanto de sobrecorriente de fases como de tierra.

Para casos de operación de transformadores de potencia en paralelo, la protección de sobrecorriente además debe tener la función de direccionalidad (67 y 67N).

Debe contar con bloqueo o restricción de segundo armónico, para evitar las desconexiones ante transitorios de energización del transformador o autotransformador.

6.4.3 RELÉ DE MANDO SINCRONIZADO

El objetivo de los relés de mando sincronizado es controlar la corriente inserción al energizar transformadores, energizar y desenergizar reactores y banco de capacitores para minimizar el impacto al sistema eléctrico.

Los relés de mando sincronizado deben tener las siguientes características:

- Debe poder gestionarse remotamente
- Debe registrar alarmas y eventos
- Debe grabar oscilografías de las maniobras

Para el caso de reactores y banco de capacitores deberán instalarse siempre el mando sincronizado.

Para el caso de transformadores de potencia se instalará mando sincronizado en el lado de alta tensión cuando se cumpla lo siguiente:

$$P_N \geq 50 \text{ MVA, y } R_{cc} \leq 30$$

No será necesario instalar mando sincronizado cuando se cumpla:

$$P_N \geq 50 \text{ MVA, y } R_{cc} > 30$$

En otros casos con estudios de transitorios electromagnéticos se evaluará la necesidad cumpliendo el desempeño de operación y verificaciones las variaciones rápidas de tensión.

Siendo:

Rcc: Relación de corto circuito, que se calcula dividiendo la potencia de corto circuito del SEIN del punto de conexión, entre la potencia nominal del transformador (P_N) en condición de refrigeración ONAN.

La potencia de cortocircuito será la menor que se obtiene en el escenario de año de ingreso del proyecto.

El mando sincronizado se aplica a interruptores unipolares.

D no cumplirse una de las dos condiciones, no es necesario instalar el relé de mando sincronizado y se podrá emplear interruptores tripolares, o unipolares con mando trifásico.

6.5 PROTECCIÓN DE BARRAS (87B, 50BF)

La protección de barras con funciones diferencial (87B) y falla interruptor (50BF) debe instalarse en todas las barras de los STTN y STTR, así como en las barras del STL con tensiones nominales mayores a 100 kV.

El equipamiento de protección de barras con funciones diferencial (87B) y falla interruptor (50BF) se clasifica de acuerdo con el tipo de configuración de barras: simple barra, doble barra, doble barra con seccionador de transferencia, interruptor y medio; y para la configuración en anillo la función 50BF, de acuerdo con los siguientes esquemas que se muestran en el adjunto de "Esquemas Eléctricos":

- Plano RP-BA-01, protecciones de barra en las subestaciones de simple Barra.
- Planos RP-BA-01 y RP-BA-02, protecciones mínimas para configuraciones de doble barra y doble barra con seccionador de transferencia respectivamente. Para estos tipos de configuraciones se debe implementar un relé de sobrecorriente en el acoplamiento
- Plano RP-BA-03, protecciones mínimas para configuración interruptor y medio, en la cual, es necesario contar con dos relés diferenciales de Barra.
- Plano RP-BA-04, protección de una configuración de barra en anillo, en la cual, los tramos de barra están incluidas en las protecciones de cada una de las bahías.

En general, la **protección diferencial de barras** debe tener como mínimo las siguientes características:

1. Deberá ser del tipo “mínima impedancia” en subestaciones con tensiones mayores a 100 kV.
2. Para los niveles de tensiones de 220 kV y 500 kV deberán ser del tipo no centralizado y para niveles de tensión de 138 kV puede ser del tipo centralizado. En el caso de subestaciones GIS podrá utilizarse del tipo centralizado.
3. En todos los casos debe estar constituido por relés trifásicos y con capacidad de identificar zonas de operación.
4. Los relés diferenciales deben recibir las señales de posición de todos los seccionadores de barra mediante los contactos normalmente abierto (NO) y normalmente cerrado (NC), para identificar la barra en operación.
5. Deberá incluir la función “falla interruptor (50BF)”, con dos etapas: una etapa de re-disparo al propio interruptor y otra etapa de disparo a los interruptores adyacentes, incluyendo el envío de un DTT al interruptor del extremo remoto del campo asociado.
6. Para el caso de doble barra con acoplamiento, se debe considerar la inclusión de un relé de sobrecorriente independiente en el acoplamiento.
7. Para la eliminación de fallas entre el Interruptor y el Transformador de Corriente (TC), debe estar disponible la protección de zona muerta.

6.6 REACTORES Y BANCOS DE CAPACITORES

En el plano RP-SE-05 del adjunto de “Esquemas Eléctricos”, se muestran las protecciones mínimas que deben tener los reactores de alta tensión. En todos los casos se trata de reactores en derivación con sus devanados conectados en estrella y con el neutro puesto a tierra sólidamente o a través de una impedancia. Asimismo, se debe proporcionar protección redundante de alta velocidad, pudiendo implementar las funciones diferenciales y de sobrecorriente en dos relés diferentes (relés multifunción).

Para reactores de línea, se debe considerar entradas analógicas independientes de corriente para los relés del reactor y la protección

de línea, con la intención de tener una operación independiente (Línea y reactor) ante fallas en el reactor de línea.

En el plano RP-SE-06 del adjunto de “Esquemas Eléctricos”, se muestra las protecciones mínimas para los bancos de capacitores. Estas protecciones serán definidas según el tipo de conexión del banco, ya sea simple o doble estrella.

Los bancos capacitores deben ser protegidos por dos protecciones independientes y redundantes.

6.7 CENTRALES DE GENERACIÓN

Los requisitos mínimos de equipamiento de protección para las centrales de generación se establecen según la potencia de las Unidades de Generación. En tal sentido se definen los siguientes rangos:

- **Grupos pequeños** : Potencia < 50 MVA
- **Grupos medianos** : 50 MVA ≤ Potencia ≤ 100 MVA
- **Grupos grandes** : Potencia > 100 MVA

Los esquemas RP-CE-01, RP-CE-02 y RP-CE-03 del adjunto de “Esquemas Eléctricos”, muestran las protecciones mínimas que deben tener los grupos pequeños, medianos y grandes, respectivamente.

Debido a que la tecnología digital permite que en un solo relé se encuentre las funciones de protección diferencial, sobrecorriente y otras (relé multifunción), se podrá implementar estas protecciones del generador con un relé del tipo multifunción. Los generadores grandes, deberán tener redundancia en las protecciones multifunción con las funciones diferenciales, de sobrecorriente y otras.

6.8 CLASE DE PRECISIÓN DE LOS TRANSFORMADORES DE MEDIDA DESTINADOS A LOS SISTEMAS DE PROTECCIÓN

Los devanados de los transformadores de tensión destinados a protección deberán de tener una clase 3P y la determinación de la clase de precisión de los transformadores de corriente deberá ser 5P20 (norma IEC) o su equivalente en la norma ANSI. La relación de transformación (RTC) de los transformadores de corriente deberán estar en función de la potencia nominal del equipo (transformador, reactor u otros) y para evitar la saturación de los núcleos de protección se debe considerar un “burden” adecuado.

6.9 SINCRONIZACIÓN EN EL TIEMPO DE LOS RELÉS DE PROTECCIÓN

Todos los relés de protección deben estar sincronizados con un sistema GPS ("Global Positioning System") como unidad de sincronización de tiempo con la finalidad de disponer de eventos y registros que faciliten el análisis de fallas y deslindar responsabilidades.

6.10 SISTEMAS DE MEDICIÓN

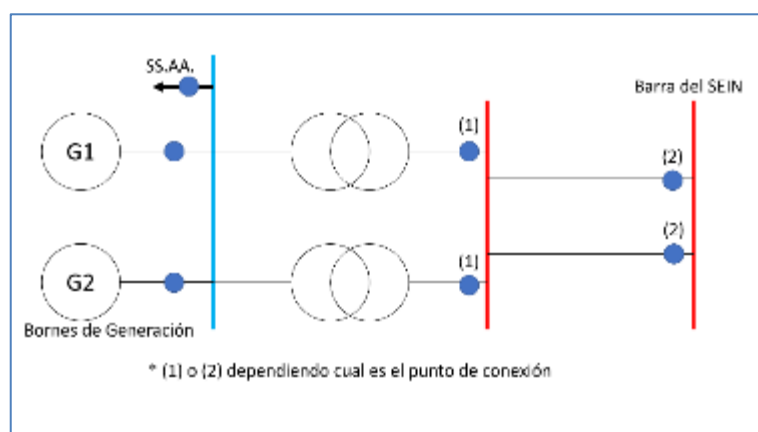
6.10.1 MEDIDORES DE ENERGÍA

Los sistemas de medición deben respetar las disposiciones que se señalan a continuación.

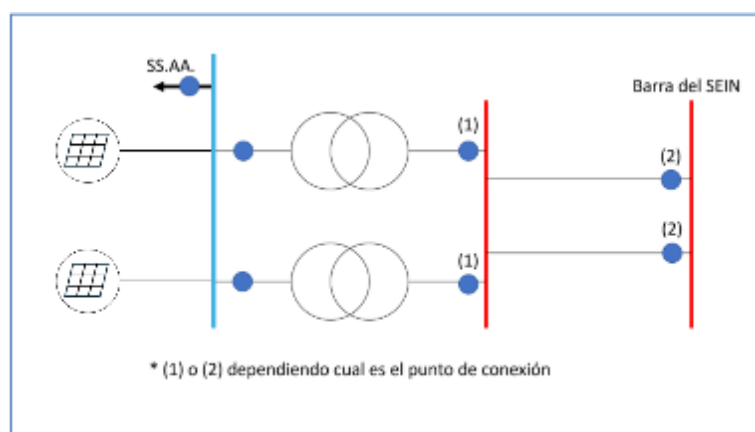
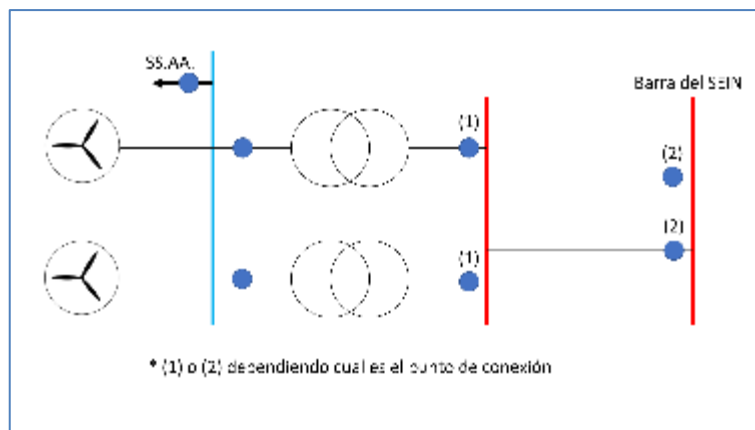
▪ Ubicación de los Puntos de Medición

Las mediciones deberán efectuarse en los siguientes puntos:

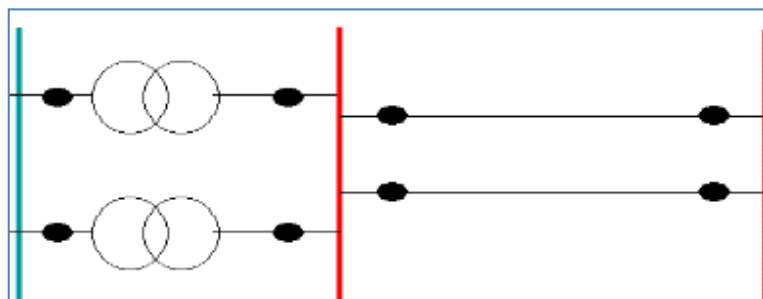
- Para la conexión de grupos de generación, los puntos de medición se deben ubicar en los bornes de generación, en los servicios auxiliares (SSAA) y en los puntos de conexión al SEIN (lado de alta tensión de los transformadores elevadores o en el extremo de las líneas).



- Para la conexión de centrales Eólicas y Solares, los puntos de medición se deben ubicar como mínimo en el lado de baja tensión de los transformadores elevadores, en los servicios auxiliares y en los puntos de conexión al SEIN (lado de alta de tensión de los transformadores elevadores o en el extremo de las líneas)



- Para la conexión de instalaciones de transmisión (transformadores y líneas), los puntos de medición se deben ubicar en los extremos de cada elemento de la instalación de transmisión.



- Para la conexión de empresas de distribución, los puntos de medición se deben ubicar en los nodos de frontera con la empresa de transmisión.

- Para la conexión de Clientes Libres, los puntos de medición se deben ubicar en los nodos de frontera con la empresa de distribución o la empresa de transmisión.
- El COES podrá solicitar adicionalmente, con el debido sustento, la instalación de equipos de medición en otros puntos.
- Para casos especiales, no considerados en los esquemas anteriores, el COES determinará la ubicación del punto de medición.

▪ **Clase de Precisión de los Equipos**

- De los transformadores de medición : 0,2
- De los medidores electrónicos : 0,2

▪ **Registro y Almacenamiento de Datos**

Magnitudes por Registrar

- Energía activa entregada y recibida.
- Energía reactiva en los cuatro cuadrantes.
- Tensión.
- Corriente.

Para los puntos de conexión de cargas con flujo de potencia en un solo sentido, se pueden instalar medidores obviando la bidireccionalidad.

Registro de Datos

El medidor deberá tener una capacidad de almacenar los parámetros eléctricos con intervalos de programación configurables (1, 5, 10, 15, 60 minutos, etc.), e independientes por cada parámetro a registrar, durante un periodo mínimo de 35 días, para intervalos de integración de 15 minutos:

- Energía activa entregada y recibida.
- Energía reactiva en los cuatro cuadrantes.
- Tensión.
- Corriente

▪ **Sincronización**

La sincronización del reloj del medidor o medidores debe ser preferiblemente en forma directa, de acuerdo con el patrón de hora generado por un dispositivo de alta precisión, tal como un GPS (según protocolos en la norma IEC 61850), dependiendo de la arquitectura de comunicaciones de la instalación.

▪ **Comunicación**

El sistema de medición debe contar con los medios de comunicación que le permita al titular de la nueva instalación el acceso remoto a sus medidores, para brindar la información oportuna a las entidades que correspondan.

▪ **Estado de Calibración-Sincronización**

Los medidores de energía deben contar en todo momento con un certificado de calibración de una antigüedad no mayor a 2 años para centrales de generación y no mayor a 4 años para otras instalaciones.

El COES está facultado a solicitar un nuevo certificado de calibración en los casos que existan indicios de mal funcionamiento de los sistemas de medición.

6.10.2 UNIDAD DE MEDICIÓN FASORIAL (PMU)

Es de cumplimiento obligatorio la instalación de sistemas de medición fasorial (PMU) en los sistemas de protección de las siguientes instalaciones:

1. En las líneas de transmisión, transformadores de potencia y equipos de compensación reactiva variable del STTN, STTR e Interconexiones Internacionales.
2. En las Centrales de Generación con potencia nominal igual o mayor a 20 MW cuyo Punto de Conexión sean instalaciones en niveles de tensión mayor a 100 kV. Para las CGC se instalarán en cada unidad de generación y, para las CGNC se instalará en el Punto de Conexión.
3. En las instalaciones de Demanda que tengan niveles de tensión mayor a 100 kV, se instalarán en el Punto de Conexión.

El titular de la nueva instalación tendrá la responsabilidad de implementar y mantener el envío de la información fasorial

desde sus equipos (PDC o PMU) hasta los PDCs del COES mediante un canal de comunicaciones dedicado.

En el caso de tener un solo PMU en sus instalaciones, el envío de las señales puede ser directo a los PDCs del COES. En el caso que cuente con más de un PMU, el Agente deberá implementar un PDC o integrarse a un PDC existente en la subestación para recopilar toda la información fasorial y de allí, remitirlos mediante un único canal de comunicaciones dedicado hacia los PDCs del COES.

Para el envío de datos deberá considerarse lo siguiente:

1. El protocolo para el envío de datos es el IEEE C37.118, acorde al estándar IEEE C37.118.2-2011 o la versión que lo actualice, complemente o reemplace.
2. Garantizar una latencia máxima de 500 ms registrada en el PDC del COES.
3. El ancho de banda del canal de comunicaciones debe tener la capacidad de transmitir por lo menos las siguientes señales por cada PMU:
 - a. Frecuencia
 - b. Ratio de cambio de la frecuencia
 - c. Señales de tensión por fase
 - d. Señales de corriente por fase
 - e. Estado del PMU
4. Los equipos PMU deben ser Clase M y deben cumplir los estándares IEEE C37.118.1-2011, IEC/IEEE 60255-118-1 Part 118-1 o IEEE C37.118.1a-2014; o la versión que los actualice, complemente o reemplace
5. La relación de medición de todos los equipos debe ser 60 datos por segundo, y para Generación No Convencional, SVC, RMC, STATCOM y tecnología conectada o controlada mediante inversores, debe ser 120 datos por segundo.
6. Enviar al COES el respectivo protocolo de calibración de cada PMU.

7. El canal de comunicación podrá utilizar cualquier medio de transmisión, como fibra óptica u otro, siempre y cuando este medio garantice el ancho de banda requerido, la latencia máxima establecida e inmunidad ante interferencias electromagnéticas.
8. Se debe garantizar una disponibilidad total del 99.95% considerando el último año como referencia.

6.10.3 EQUIPOS REGISTRADORES DE FALLAS

Es obligación de las instalaciones de generación, transmisión y de la demanda instalar Equipos Registradores de Fallas (Registrador Osciloperturbógrafo), para captar información de los eventos de fallas que ocurran en el sistema eléctrico y realizar los análisis respectivos, así como enviar la información al COES como lo establece la NTCSE.

Deberán ser equipos especializados en registros de fallas independientes de los relés de protección, para registrar eventos ocasionados por diversos fenómenos del sistema, monitorear el desempeño de los relés de protección y poder arrancar por diferentes variables ajustadas que se detallan más adelante, con gran capacidad de almacenamiento de registros de eventos.

Se tomará como referencia el documento "Requisitos Mínimos para los Sistemas de Protección del SEIN" y se cumplirá con la exigencia de equipamiento del Procedimiento Técnico del COES N° 40 en lo referido a la implementación de equipos Registradores de Fallas.

6.11 SISTEMA DE COMUNICACIONES

El sistema de comunicaciones debe cumplir con lo señalado en la Norma Técnica para el Intercambio de Información en Tiempo Real para la Operación del SEIN (NTIITR) a fin de contar con un sistema de comunicación que permita enviar en tiempo real, en simultáneo, al Centro de Control Principal y Centro de Control de Respaldo del COES la información que señala la Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados (NTCOTR).

Los sistemas de comunicaciones a utilizar en instalaciones de transmisión deben cumplir con lo establecido en el D.S. N° 034-2010-MTC y la Resolución Ministerial N° 468-2011-MTC/03 o la que la sustituya.

En cada subestación, el concesionario de energía eléctrica debe realizar las adecuaciones necesarias para permitir que los hilos de fibra óptica establecidos en la Resolución Ministerial N° 468-2011-MTC/03, o aquella que la sustituya, sean de fácil acceso por los organismos pertinentes del Estado para su pronta utilización sin necesidad de realizar trabajos de adecuación.

6.11.1 INSTALACIONES DEL STTN Y STTR

Se debe proveer e instalar como mínimo dos (2) sistemas de comunicaciones independientes que tendrán el objetivo de operar, uno como principal y el otro como respaldo o “back-up” del principal, soportados en diferentes medios físicos.

El sistema de comunicaciones principal debe estar soportado en cable tipo OPGW (Optical Ground Wire), constituido en su parte óptica por fibra óptica monomodo de 36 (trentiseis) hilos o más, que cumpla con la recomendación de la International Telecommunication Union ITU-T G.652.D, (Ref. [29]) u otra norma aplicable.

El sistema de comunicaciones de respaldo debe estar soportado en cable tipo OPGW, ADSS o sistema de Onda Portadora digital o microondas. Las vías principales y de respaldo deben ser totalmente independientes una de otra físicamente.

En caso de tramos subterráneos, el sistema de comunicación principal será implementado mediante cables de fibra óptica dieléctricos soterrados y el de respaldo por otro similar u otro medio de comunicación.

6.11.2 INSTALACIONES DEL STL

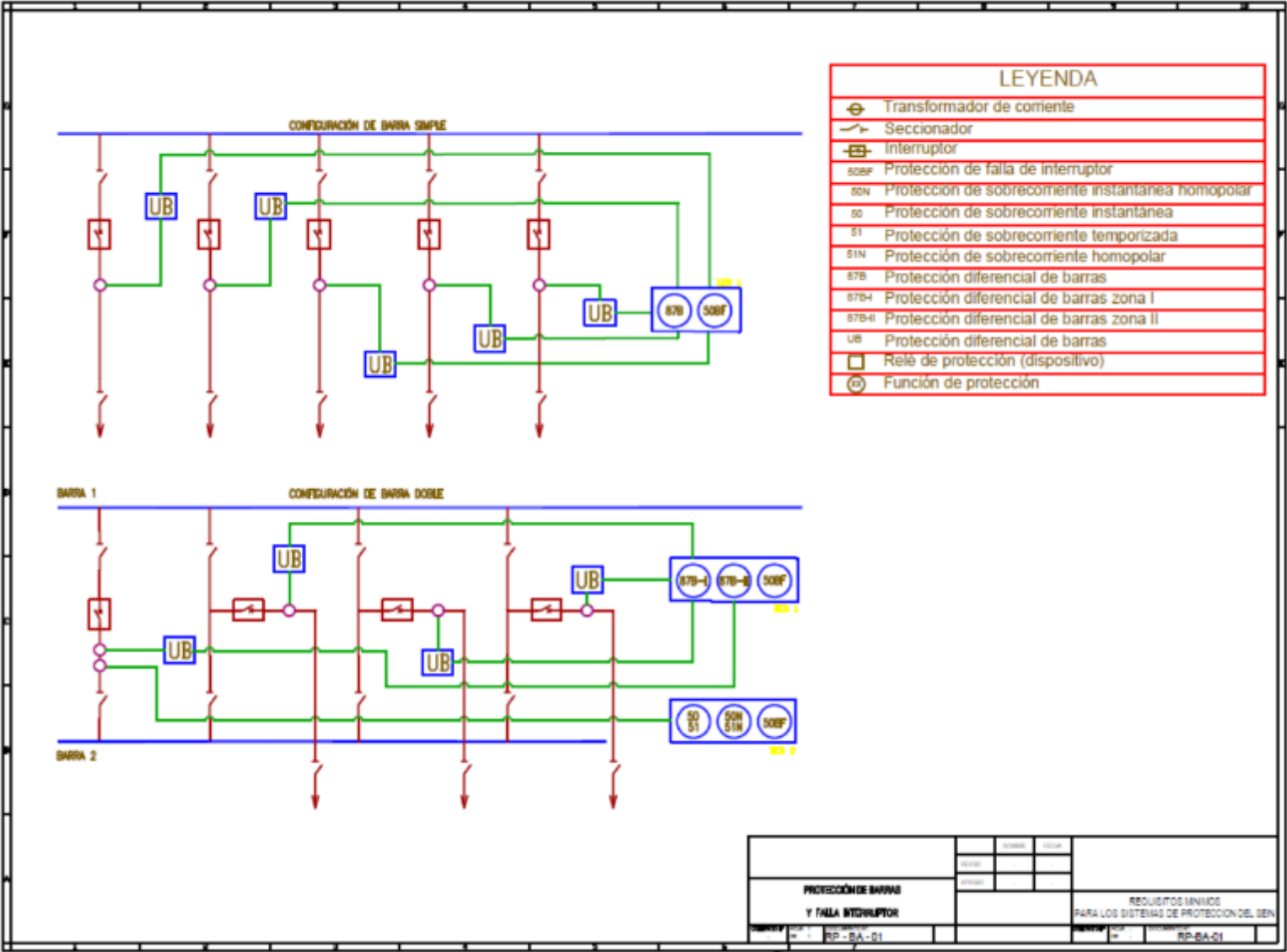
En instalaciones del STL no se requiere doble sistema de comunicación (principal y respaldo). Será suficiente con instalar un sistema de comunicaciones soportado en cable tipo OPGW (Optical Ground Wire), constituido en su parte óptica por fibra

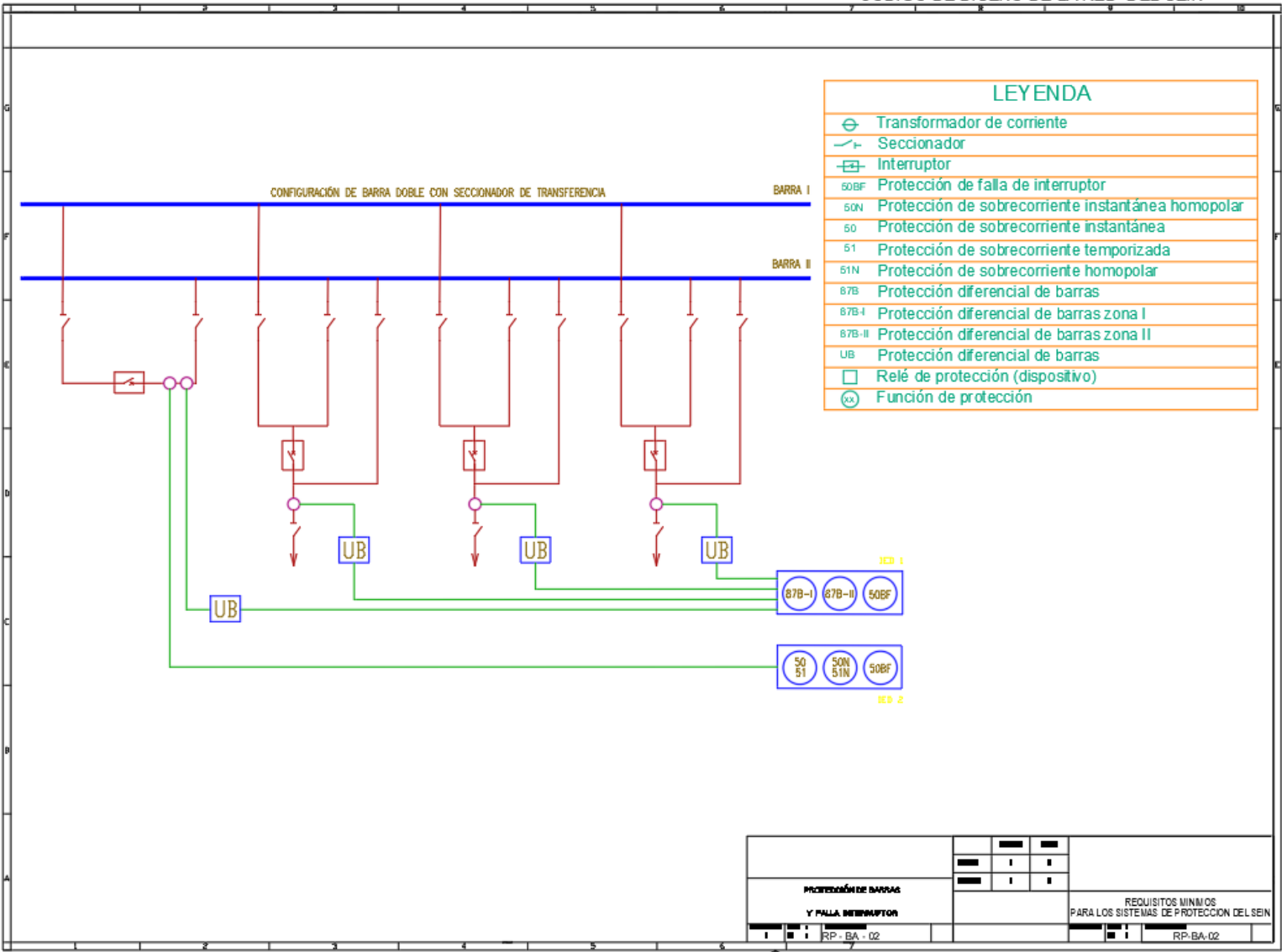
óptica monomodo de 36 (trentiseis) hilos o más, que cumpla con la recomendación ITU-T G.652.D (Ref. [29]) u otra aplicable.

En caso de tramos subterráneos, el sistema de comunicación será implementado mediante cables de fibra óptica dieléctricos soterrados.

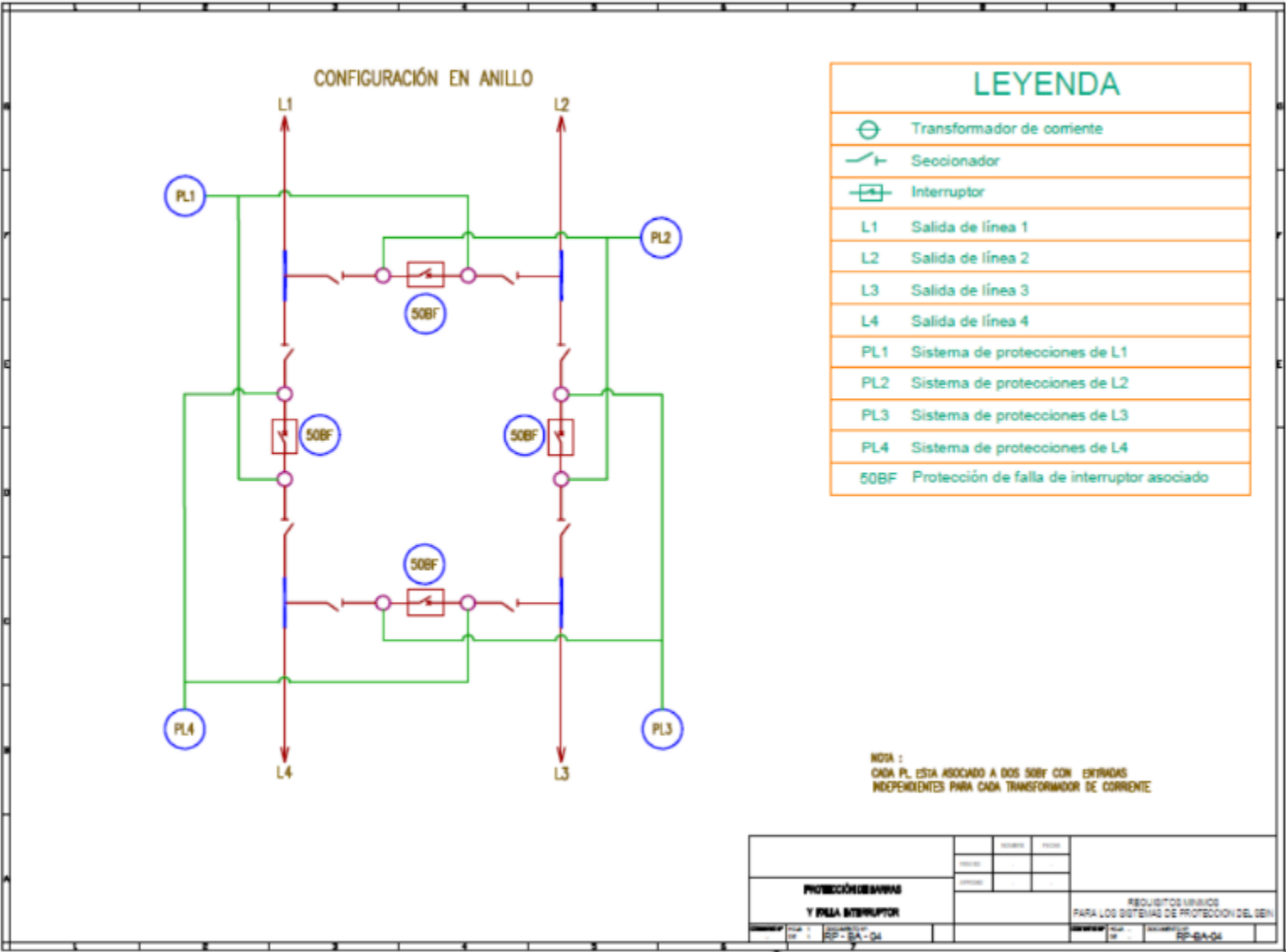
En caso de líneas de transmisión existentes en donde no sea posible instalar cable tipo OPGW, queda la alternativa de instalar cable tipo ADSS (All-Dielectric Self-Supporting) o cables de fibra óptica soterrados.

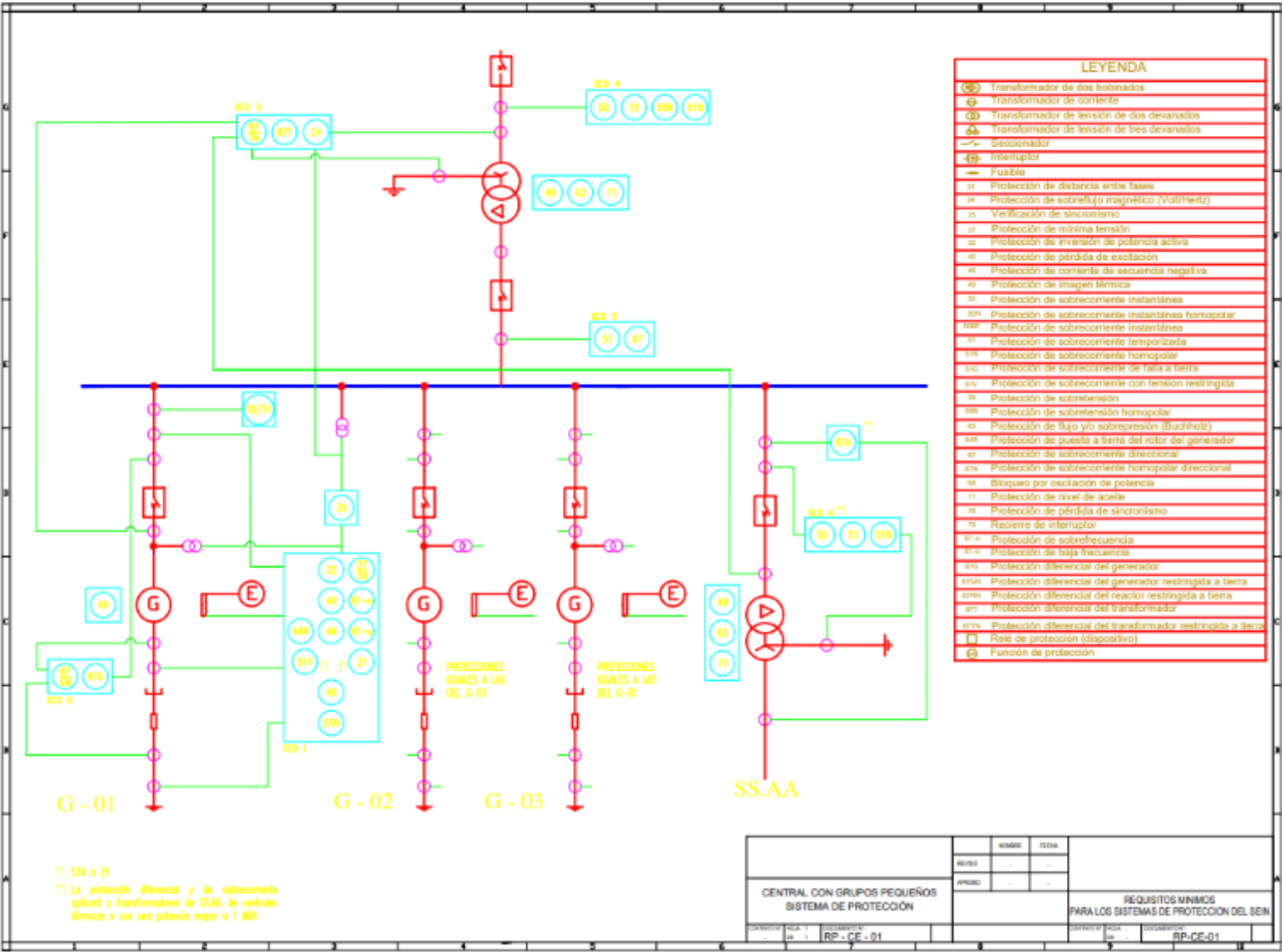
6.12 ESQUEMAS ELÉCTRICOS

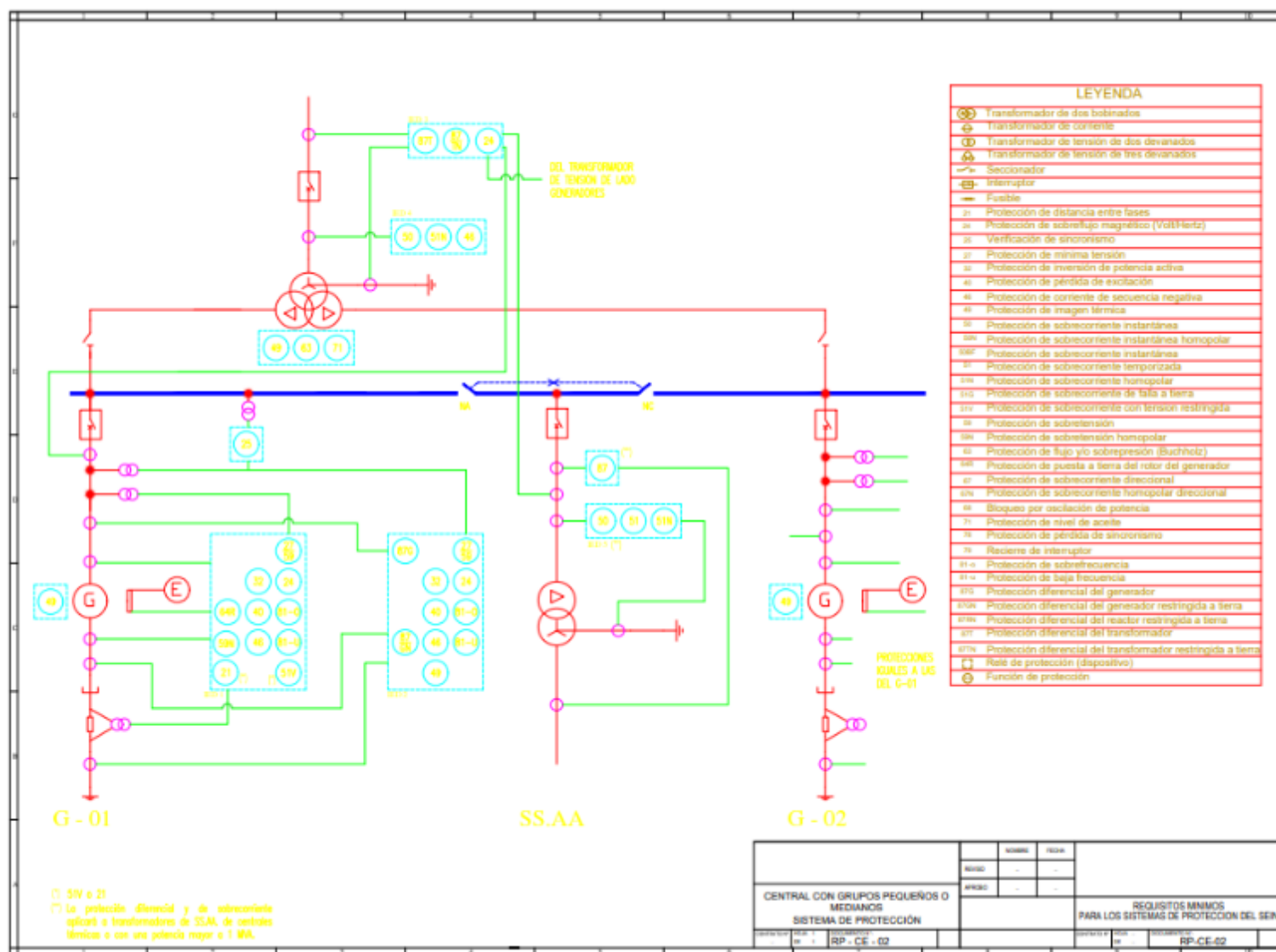


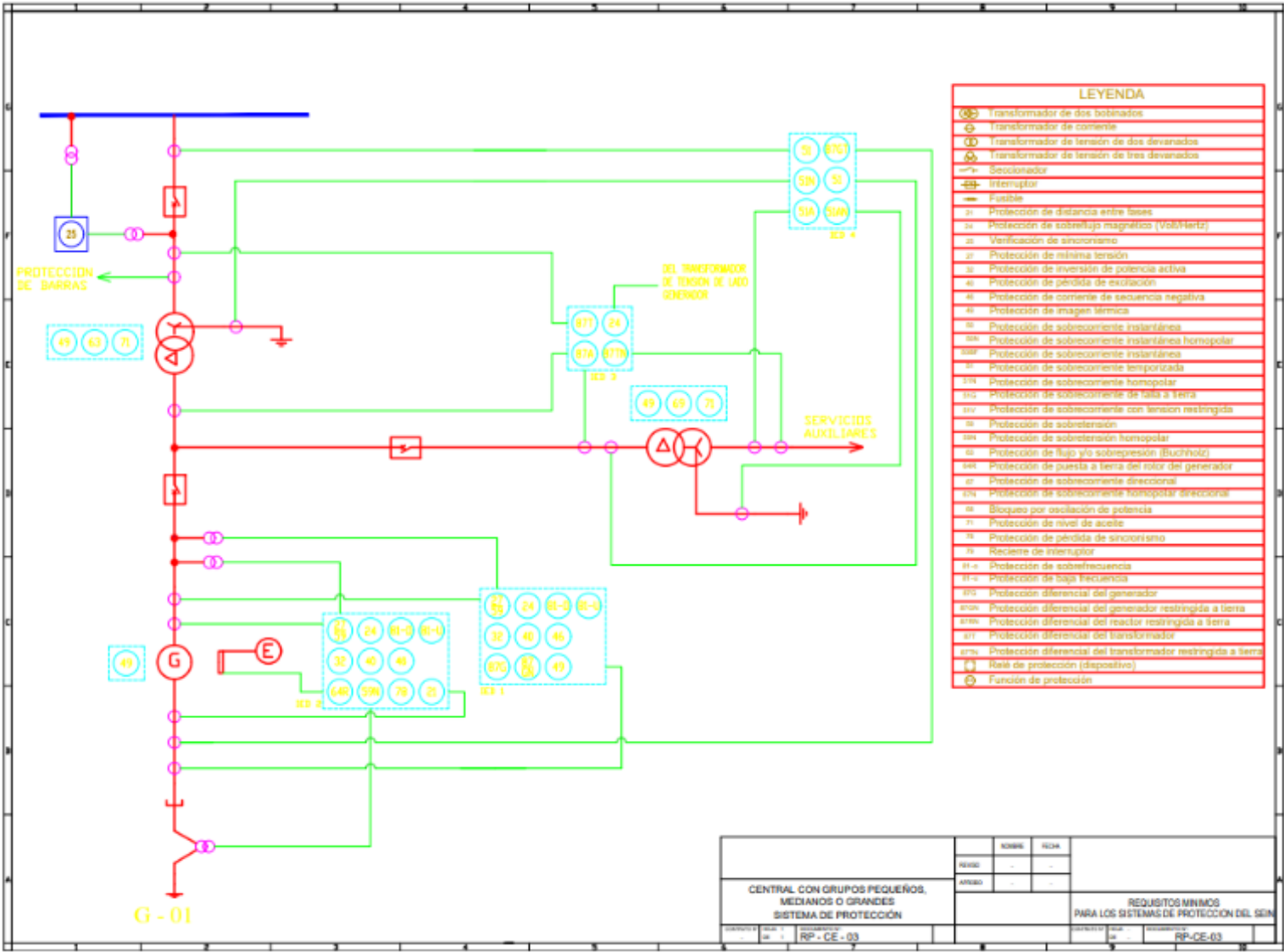


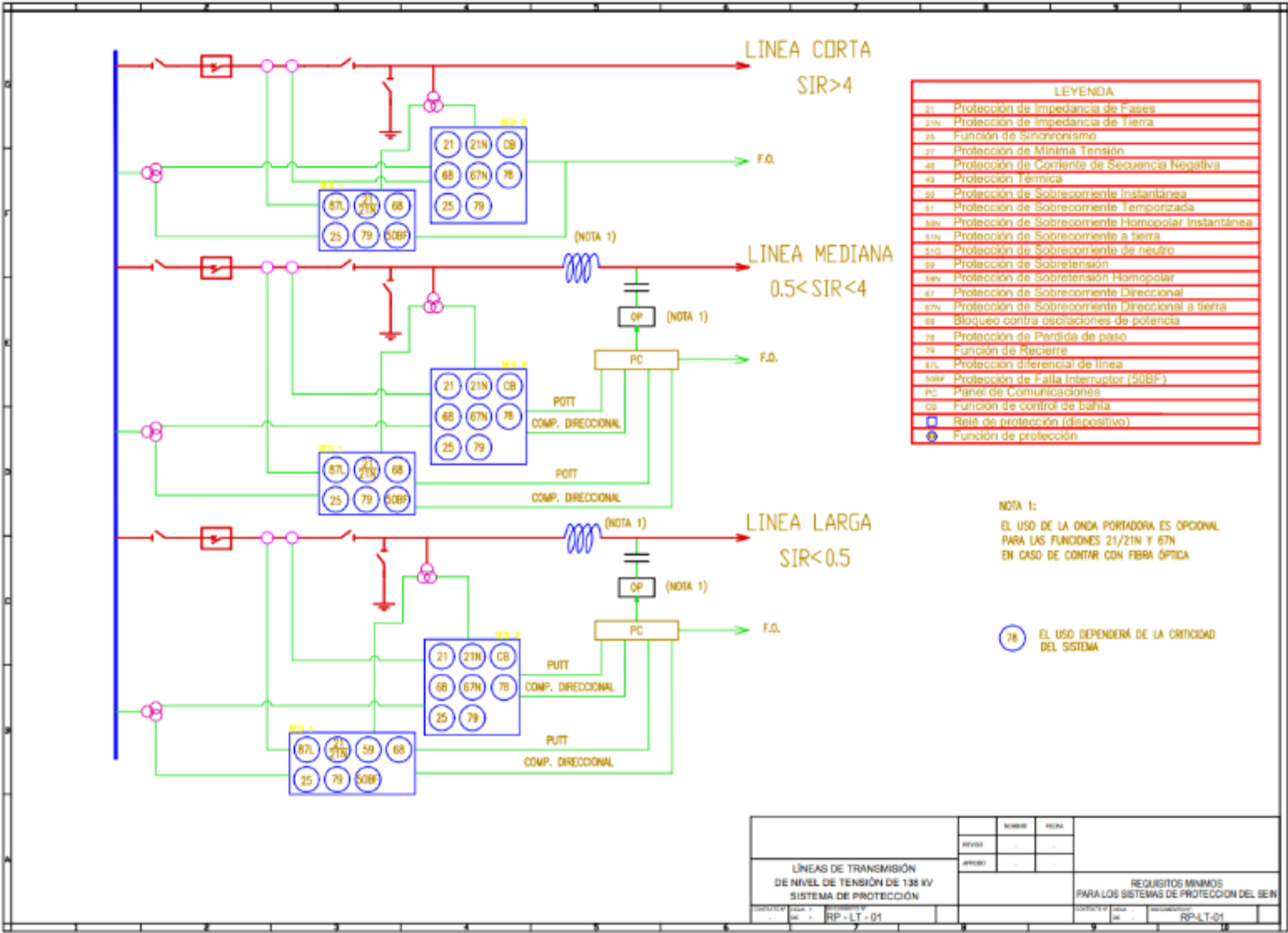


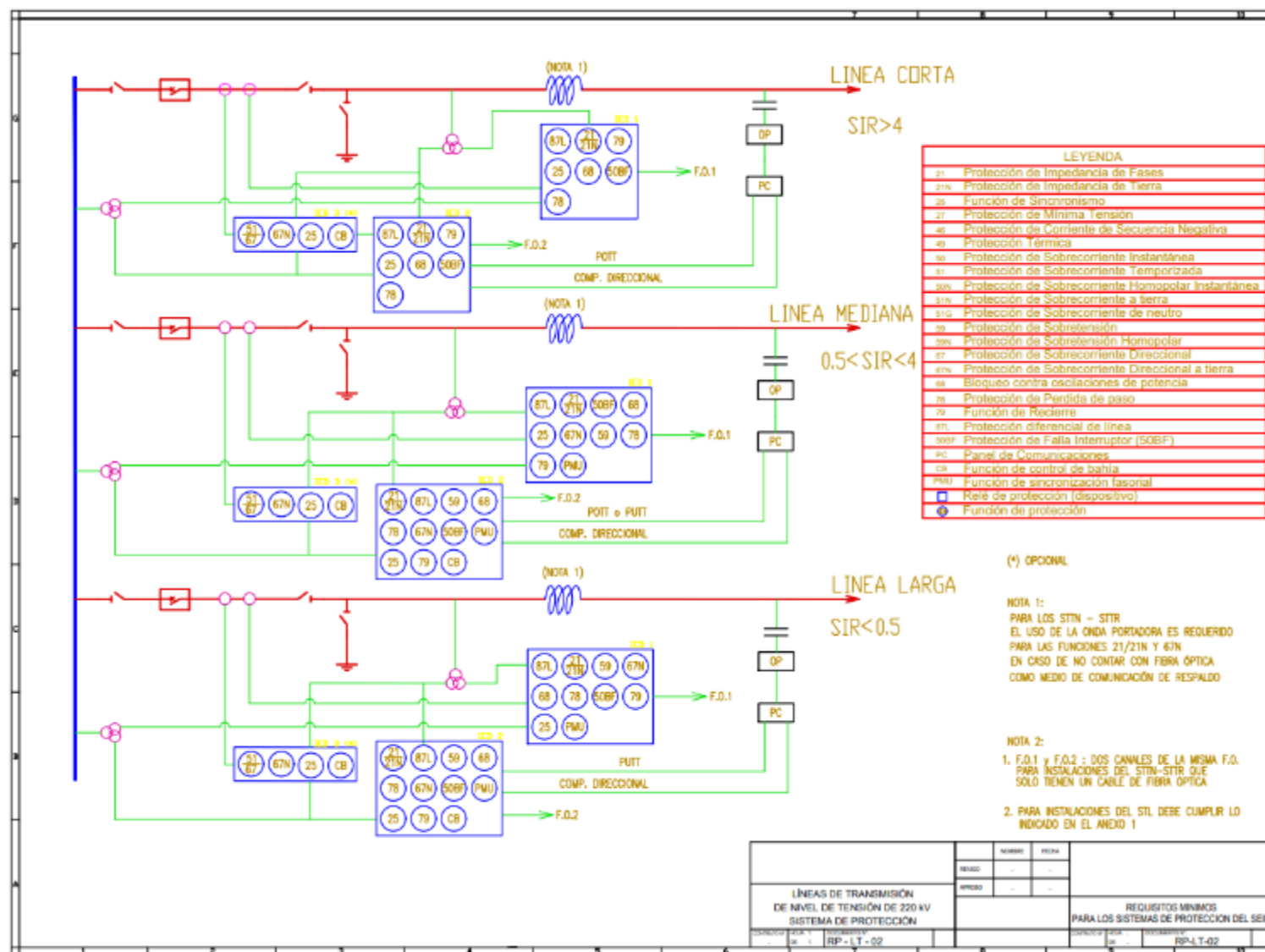


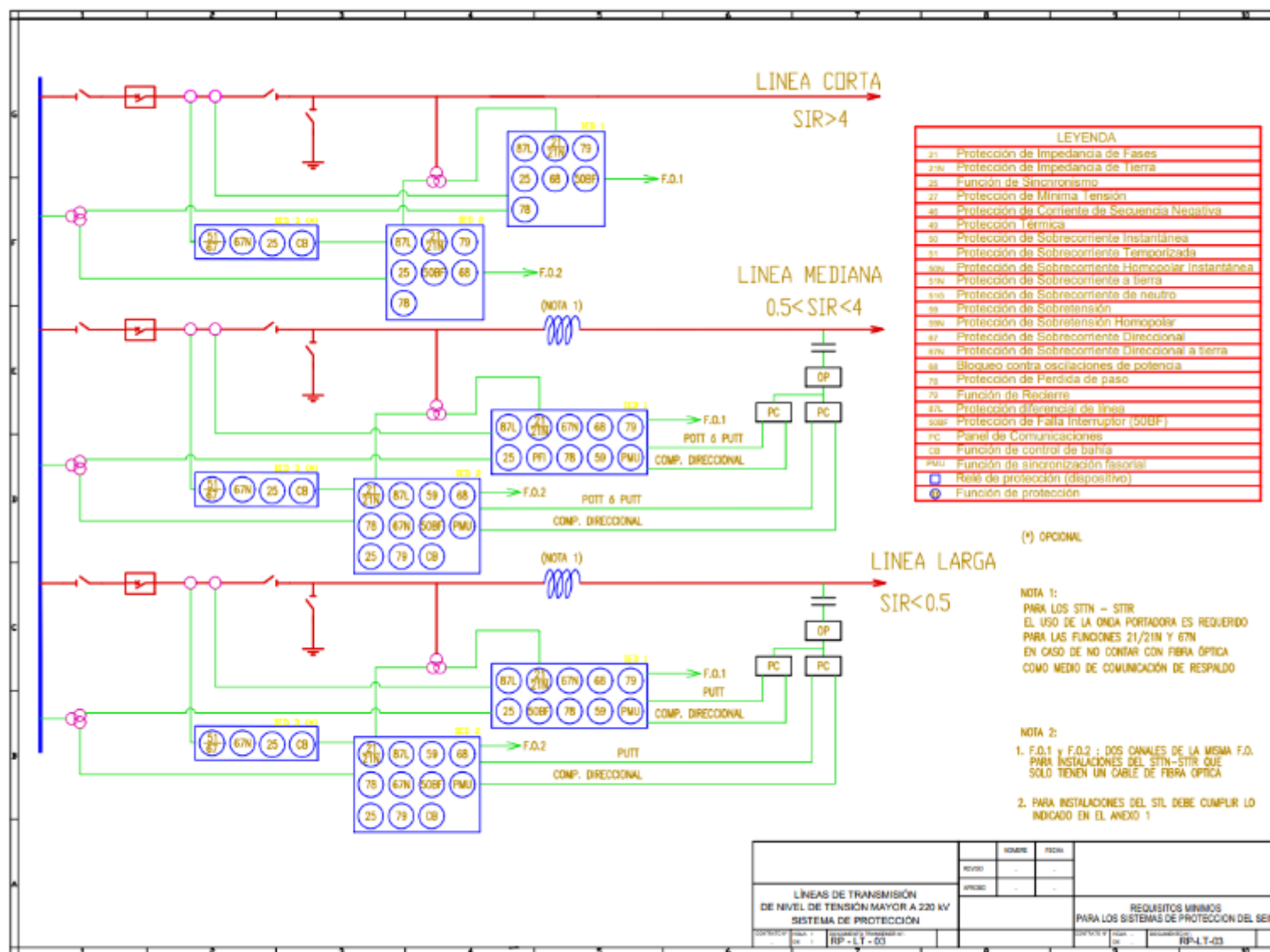


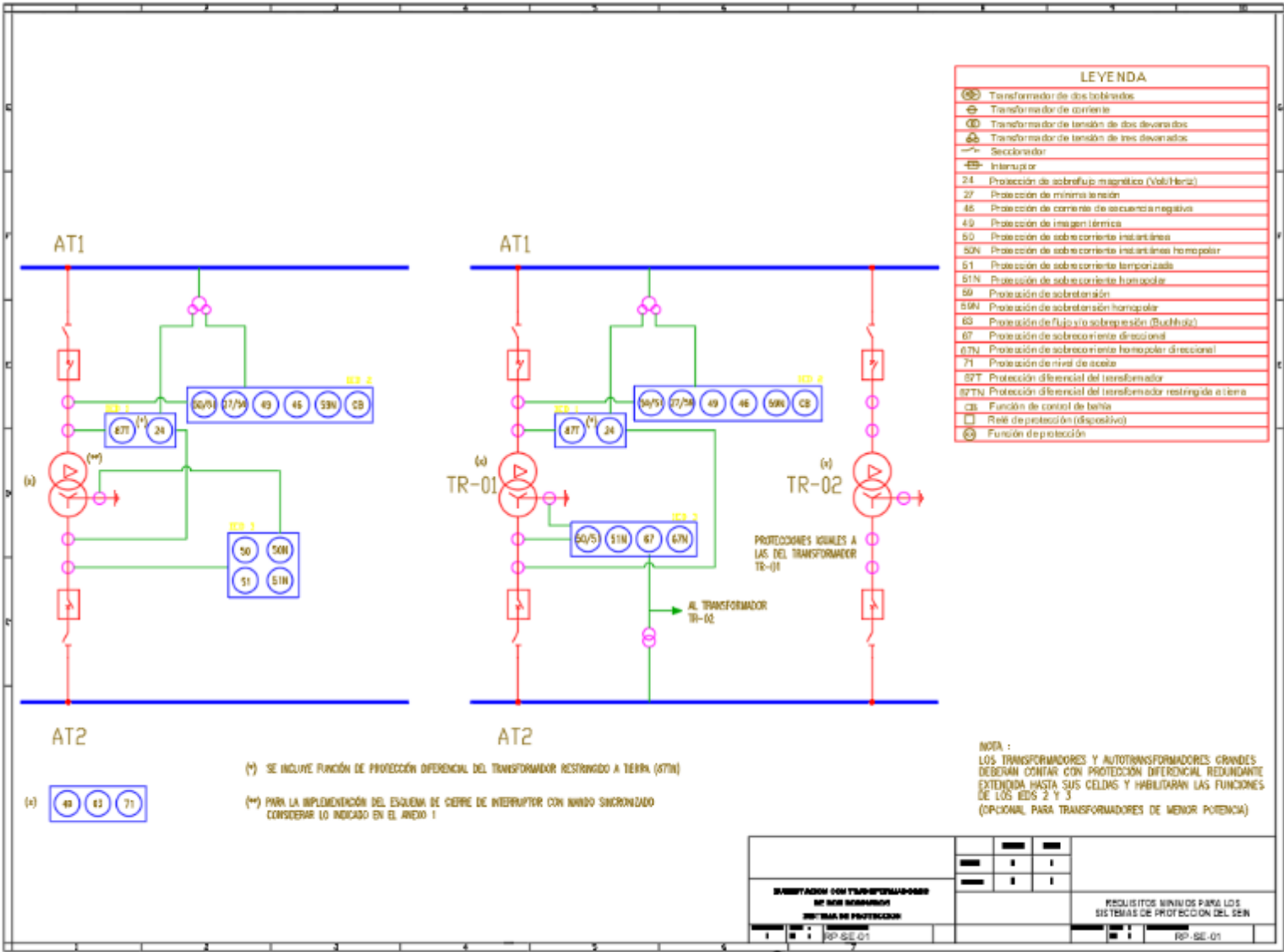




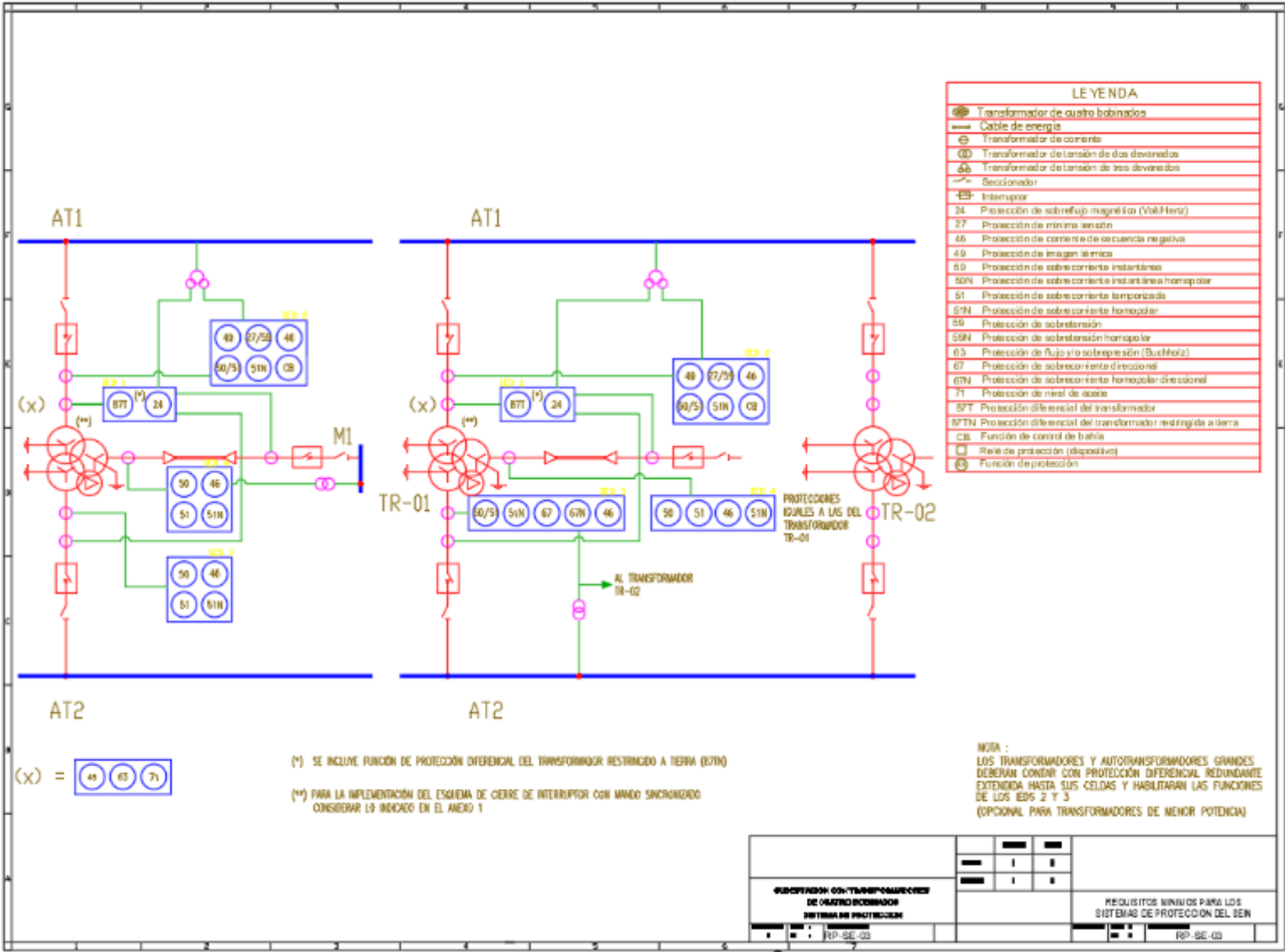


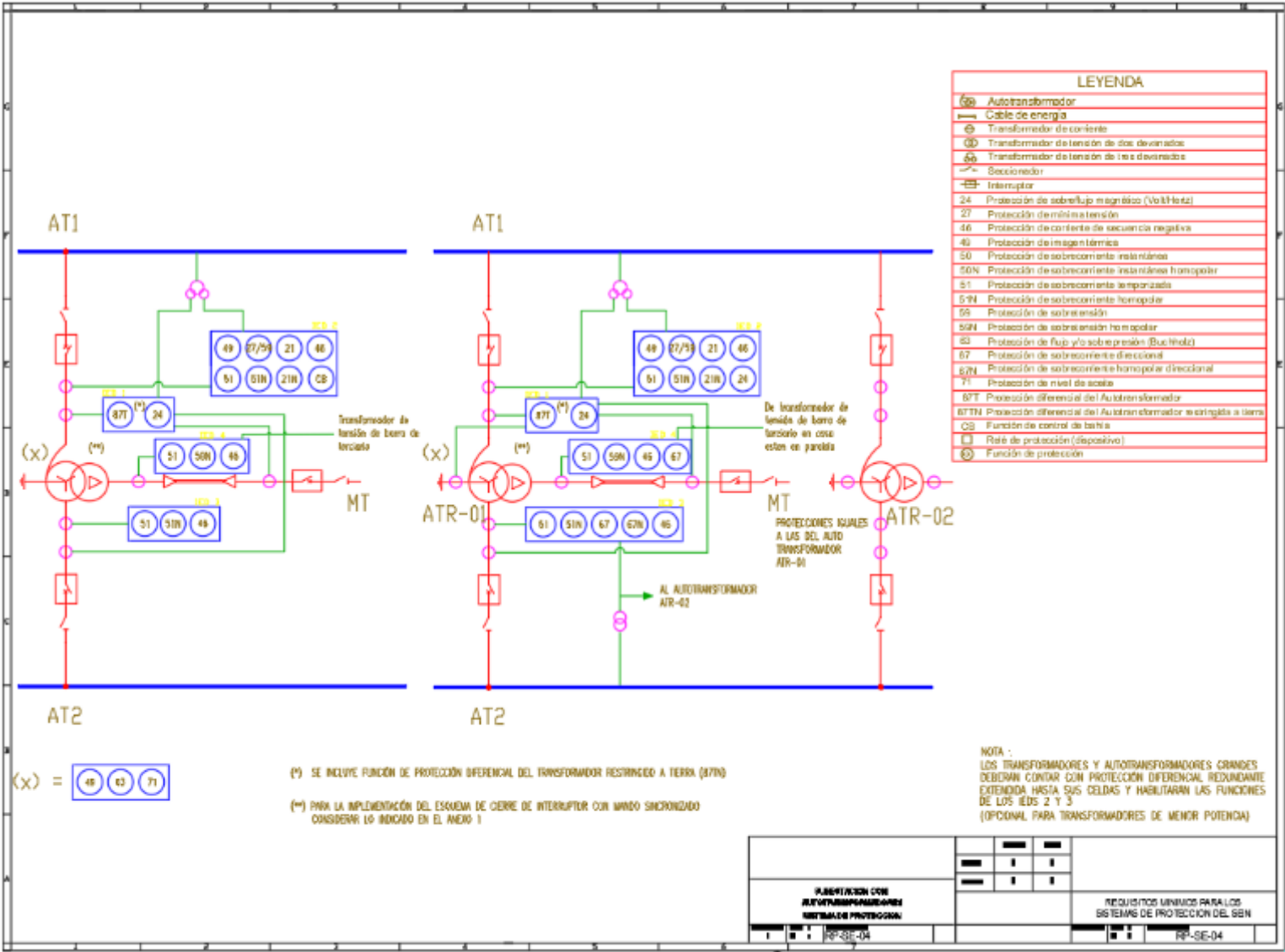


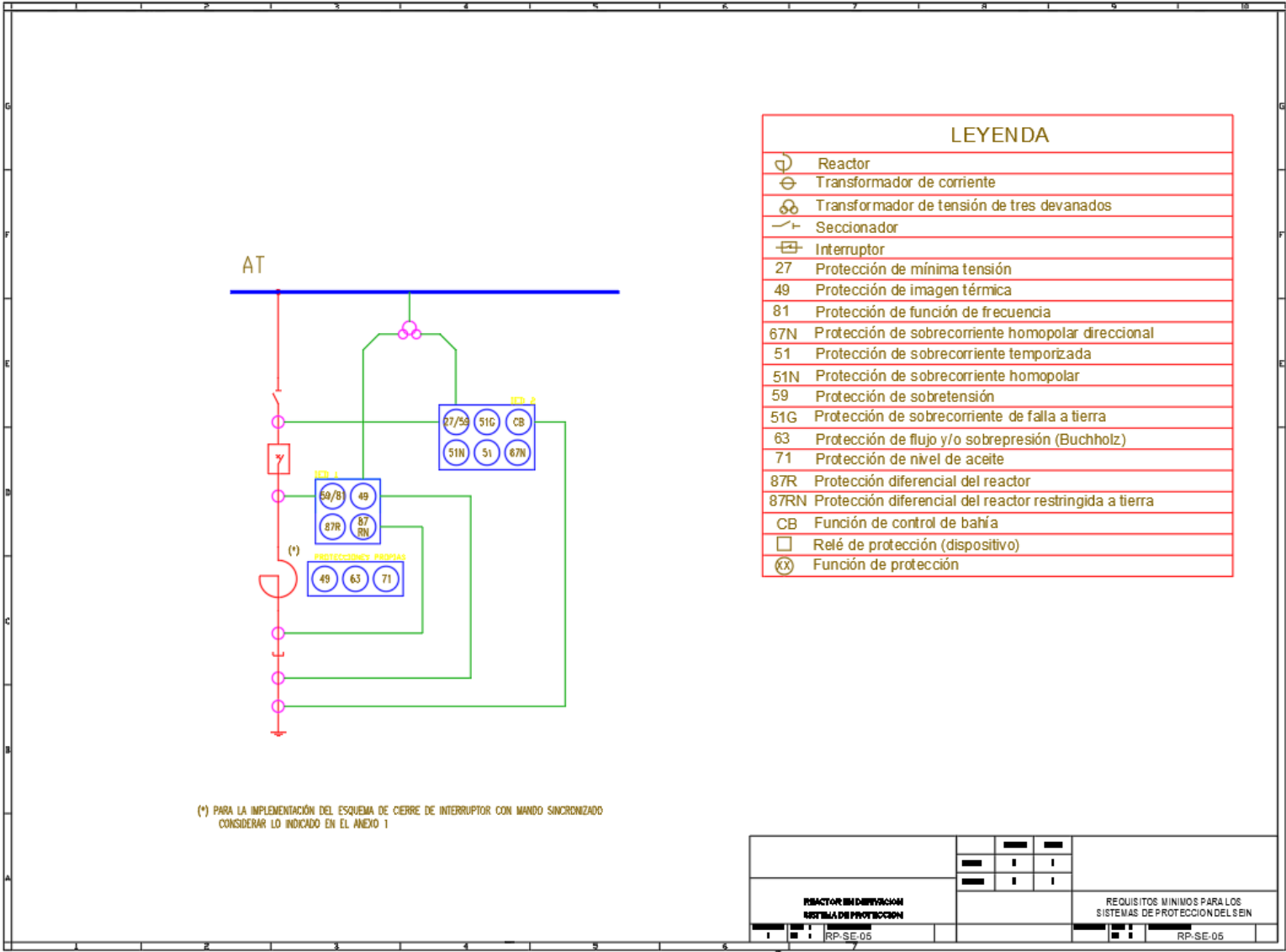


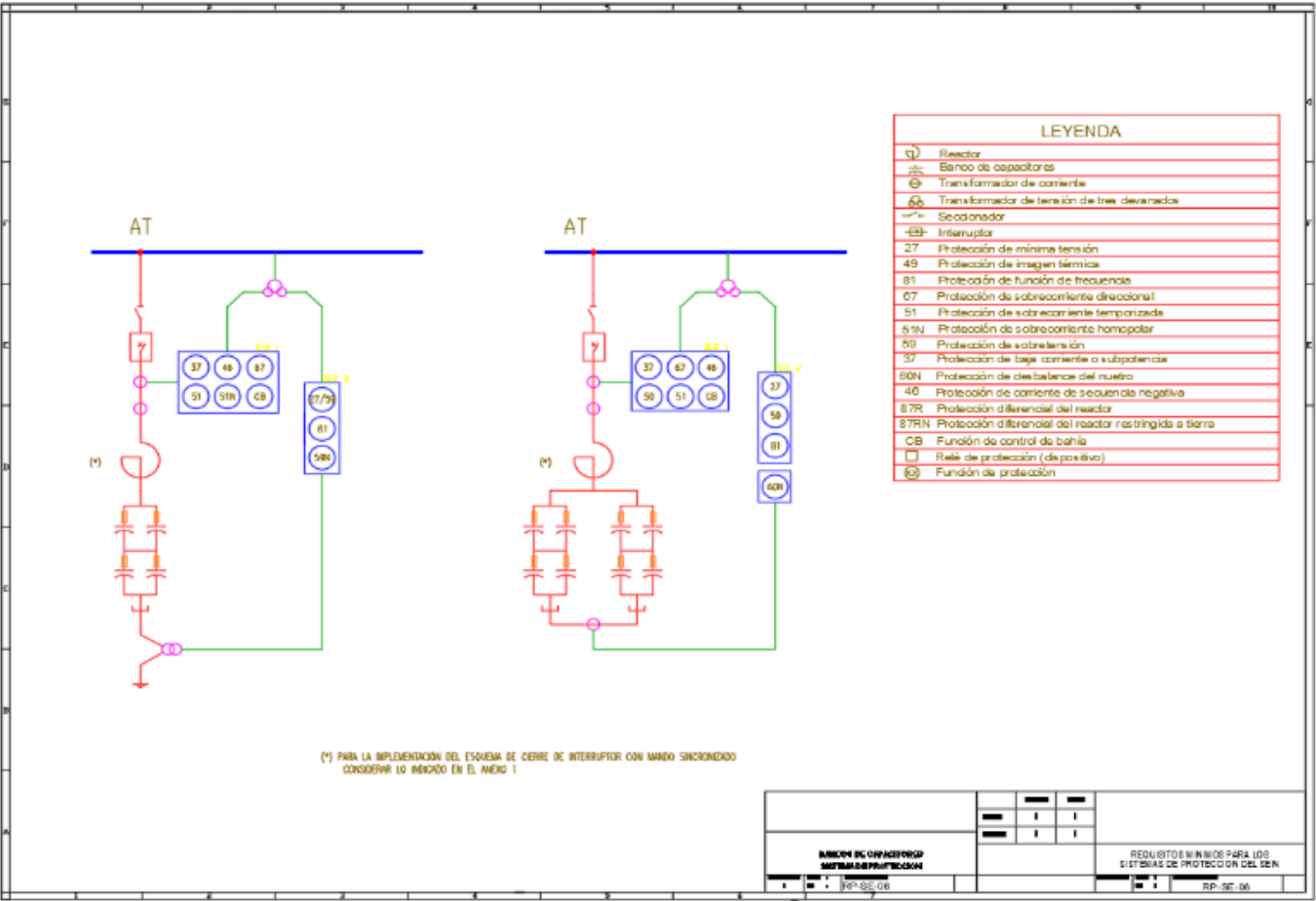












COES	PROCEDIMIENTO DE INGRESO, MODIFICACIÓN Y RETIRO DE INSTALACIONES EN EL SEIN	ANEXO
ANEXO 1. CRITERIOS MÍNIMOS DE DISEÑO DE INSTALACIONES ELÉCTRICAS		
CAPÍTULO 7. REQUISITOS MÍNIMOS DEL EQUIPAMIENTO DE LOS SISTEMAS DE AUTOMATIZACIÓN Y CONTROL		

7.1 OBJETIVO

Establecer los requisitos mínimos de diseño que deben cumplir los sistemas de automatización y control de subestaciones utilizadas en el Sistema de Transmisión y generación.

7.2 ALCANCE

Se aplica a diseños de subestaciones de generación y transmisión dentro del alcance de aplicación del PR-20, previstas para operar normalmente como subestaciones totalmente tele controladas, no atendidas, pero provistas con las facilidades necesarias para su operación desde la sala de equipos o desde una sala de control local.

7.3 FILOSOFÍA DE DISEÑO

7.3.1 ARQUITECTURA DEL SAS

Los nuevos proyectos deberán desarrollar la ingeniería de la red y definir la topología a utilizar considerando la instalación de IEDs con funciones de protección y/o control, unidades de bahía, unidades de estación, consolas de control, relés de mando sincronizado, así como otros dispositivos de supervisión y control del equipamiento primario, debiendo conectarse a través de una red LAN Ethernet, de acuerdo con lo establecido por el estándar IEC 61850 (Ref. [14]).

7.3.2 FUNCIONALIDADES

Cada proyecto podrá decidir si utiliza IEDs con funciones separadas de protección y de control, o IEDs con funciones de protección y de control combinadas.

Los IEDs u otros dispositivos empleados para la adquisición de datos deberán tener puertos Ethernet para posibilitar su conexión directa a la red y evitar la utilización de conversores seriales/Ethernet).

7.3.3 REDES DE ÁREA LOCAL (LAN) ETHERNET

Las redes Ethernet, para los STTN, STTR y las subestaciones en general deben garantizar la redundancia ante la falla de alguno de sus elementos. El protocolo de redundancia utilizado en esta red debe permitir un tiempo de recuperación de la red de acuerdo con lo que indica el estándar IEC61850.

7.4 ARQUITECTURA DE AUTOMATIZACIÓN O CONTROL LOCAL

7.4.1 TIPO DE ARQUITECTURA

Para las diversas arquitecturas a emplear, se debe considerar como mínimo el siguiente equipamiento:

- Consola de control local o consola SCADA.
- Unidad de estación con funciones Gateway.
- Unidades de bahía.
- IEDs con funciones de protección e IED con funciones de control, o IEDs con funciones de protección y control, o IEDs con funciones de mediciones combinadas.
- Transductores de medida, en el eventual caso que la clase de exactitud de las mediciones de los IEDs con funciones de protección y/o control no satisfagan el requerimiento de exactitud (clase) de las mediciones del SEIN.
- Dispositivo para el análisis de gases y temperatura de transformadores, si corresponde.
- Regulador automático de tensión (RAT).
- Regulador bajo carga (RBC).
- Relés de mando sincronizado.

La unidad de estación debe soportar la consola de operaciones o consola SCADA para el control y operación local de la estación, así como poseer funciones "gateway" para traducir el protocolo de las unidades de bahía e IEDs de la estación al protocolo utilizado en el centro de control.

Debido a las exigencias de precisión, la función de medición deberá mantenerse separada de las funciones de protección y control.

La unidad de bahía, entre sus funciones, es la responsable de la adquisición de los estados, alarmas, alarmas generales de la estación y la emisión de comandos, en la arquitectura que adopta la separación de funciones de protección y control.

Los dispositivos restantes, en caso de instalarse, tal como el medidor de análisis de gases de transformadores de potencia, RAT, RBC, etc., se conectarán en cada caseta de control, según corresponda, a los respectivos switches²¹.

7.4.2 MEDICIONES

En función de la clase de precisión requerida por el centro de control del COES, las mediciones pueden obtenerse mediante los IEDs o mediante unidades de bahía, o a través de transductores de medida o medidores electrónicos multivariados conectados a la red mediante puertos Ethernet.

7.4.3 TRANSMISIÓN DE DATOS AL CENTRO DE CONTROL

Con el fin de contar con un sistema de comunicación que permita enviar al COES en tiempo real los datos e información que establece la NTCOTR, la transmisión de información entre el centro de control de la empresa y los centros de control del COES debe cumplir con lo dispuesto en la NTIITR.

El sistema de comunicación debe contar con dos enlaces de fibra óptica dedicados: uno hacia el centro de control principal del COES y otro hacia el centro de control de respaldo; con la velocidad mínima establecida en la NTIITR.

7.4.4 REDUNDANCIA

Todo nuevo proyecto deberá implementar mecanismos de redundancia que permitan la disponibilidad permanente de las señales y cumplir con lo establecido en la NTIITR, la cual, dispone que los componentes que deben considerarse para implementar los mecanismos de redundancia son los siguientes:

- Sistemas SCADA
- Equipos de comunicaciones

²¹ Switches: Dispositivos de interconexión utilizados para conectar equipos de red formando lo que se conoce como red de área local (LAN)

- Redes (routers²², switches, líneas dedicadas, entre otros)
- Servidores ICCP
- Servidores de base de datos

7.5 MODOS DE CONTROL EN LAS SUBESTACIONES

Bajo esta designación quedan involucradas todas las funciones relativas al comando y supervisión de una subestación y su relación con el centro de control de la empresa.

Los modos de comando a ser implementados en la subestación, así como las funciones de supervisión son las siguientes:

7.5.1 MANDO “LOCAL” – NIVEL 0

Comprende al mando eléctrico ejecutado en el patio de llaves, al pie del equipo, válido para todas las instalaciones de transmisión. No se recomienda la operación de equipos energizados desde el nivel 0.

La selección de este modo de mando se realiza por medio de un conmutador “local-remoto” (L-R), instalado en el equipo de maniobras y su posición se informa al sistema de control local y telecontrol.

La posición “local” (L) debe inhibir el accionamiento remoto desde los otros niveles de comando y se utiliza para tareas de mantenimiento.

En la posición “remoto” (R) el equipo debe poder operarse a distancia desde los otros niveles de mando.

Adicionalmente al mando eléctrico, los seccionadores incluirán mandos mecánicos, los cuales no corresponden al nivel 0, y su utilización, solo debe permitirse con equipos fuera de servicio.

7.5.2 MANDO “DESDE UNIDAD DE BAHIA UBICADA EN LA CASETA DE CONTROL O SALA DE MANDO” – NIVEL 1

En subestaciones de 220 kV y 500 kV, considerado una modalidad de mando “tradicional”, comprende el mando eléctrico ejecutado en la caseta de control o sala de mando desde la unidad de bahía. Se debe contar con un conmutador “caseta de control-

²² Routers: Dispositivos de red utilizados para unir redes lógicas diferentes y transferir datos entre ellas.

sala" (CdC-S) para la selección de este modo de mando. Su posición se informa al sistema de telecontrol.

El mando de un equipo desde la unidad de bahía requiere la posición (CdC) del conmutador (CdC-S) y la posición (R) del conmutador (L-R) del equipo.

El mando desde la unidad de bahía debe ser eventual para tareas de prueba o ante una situación de falla en los niveles superiores de mando.

Si se adopta una modalidad de mando acorde con las facilidades que brinda IEC 61850 (Ref. [14]), el mando puede ejecutarse desde las unidades de bahía de cada caseta de control, eliminando la llave conmutadora caseta de control-sala de los tableros.

En el caso de subestaciones que no posean casetas de control, como es el caso de estaciones en los niveles de tensión de 138 kV o menores, y eventualmente 220 kV, la modalidad de mando "tradicional" implica que el tablero de mando ubicado en la sala de control, cuente con un conmutador "sala- telecontrol" (S-T) o "sala-despacho" (S-D) para la selección de este modo de mando y su posición se informa al sistema de telecontrol.

El mando de un equipo desde el nivel de campo requiere la posición (S) del conmutador (S-T o S-D) y la posición (R) del conmutador (L-R) del equipo.

En el caso de instalaciones de 220 kV o 138 kV, se aplican las mismas consideraciones realizadas para las estaciones de 500 kV en lo relativo a la eliminación de la llave conmutadora sala-telecontrol de los tableros de la subestación y la ejecución de comandos a través de la unidad de bahía correspondiente.

7.5.3 MANDO "DESDE SALA DE CONTROL" – NIVEL 2

Comprende al mando eléctrico ejecutado desde la consola de operaciones (consola SCADA) de la subestación, ubicada en la sala de control para todos los niveles de tensión.

La elección de este modo de mando se realiza por medio de una selección por software "sala-telecontrol" (S-T).

El mando desde la consola de operaciones requiere la posición (S) de la selección (S-T), la posición (S) del conmutador (CdC-S) y la posición (R) del conmutador (L-R).

El modo de mando local desde la sala de control de la subestación se realiza de forma no habitual, cuando se haga presente el personal de operaciones en la misma.

En instalaciones de niveles de tensión mayor a 100 kV y eventualmente 220 kV, el mando desde la consola de operaciones se realiza por medio de una selección por software “sala-telecontrol” (S-T), requiriendo la posición (S) de la selección (S-D o S-T) y la posición (R) del conmutador (L-R).

7.5.4 MANDO “POR TELEMANDO” – NIVEL 3

Comprende al mando eléctrico ejecutado desde un centro de control de la empresa.

La selección (T) definida en la consola de operación, permite el telemando de la estación desde el centro de control de la empresa, vía telecontrol e inhibe la operación desde la consola de operación de la subestación.

El modo de mando habitual de la subestación es vía telecontrol desde el centro de control de la empresa integrante.

7.5.5 SUBESTACIONES DIGITALES

La aplicación de subestaciones digitales deberá ser sólo en STL, STTR y STTN.

El sistema de automatización y control de las subestaciones digitales requieren información digital a nivel de bus de estación. En ese sentido, el proceso de recolección de información se realizará desde los equipos de patio hasta los dispositivos de protección, control y medida (IEDs), utilizando el estándar IEC 61850 (Ref. [14]).

Los requisitos necesarios para la ciberseguridad serán tomados en cuenta de acuerdo con el estándar IEC 62443 y NERC o la que los reemplace.

Para tal fin se convertirán las siguientes señales análogas y binarias a señales digitales:

- a) Señales análogas de tensión y corriente, proveniente de los transformadores de medida según la norma IEC 61850-9-2 LE [Ref. 40] (bus de proceso), con la excepción de las señales análogas de tensión y corriente de los medidores de energía, las cuales se conectarán directamente.

- b) Señales binarias provenientes de los seccionadores, interruptores, transformadores de potencia y otros, según la norma IEC 61850-8 [Ref. 41].

Esta conversión se realizará por intermedio de unidades de interfaz de comunicación (merging units) redundantes, ubicados muy cerca de los equipos de patio (Nivel 0), y serán transmitidos a través de un bus de proceso con cable de fibra óptica.

Esta plataforma deberá garantizar como mínimo la misma seguridad, redundancia, disponibilidad y confiabilidad que ofrece el sistema de automatización y control en subestaciones convencionales y, que permitan obtener otras ventajas adicionales que ofrecen las subestaciones digitales como:

- Permanente supervisión de sistema de control en tiempo real.
- Procesamiento de la información digital.
- Adquisición de la información sin pérdida de su calidad.
- Gestión remota, para supervisión operación y mantenimiento sin la necesidad de sacar fuera de servicio una instalación.
- Permitir realizar configuraciones sin necesidad de incorporar nuevos cableados.
- Capacidad de auto-recuperación en caso de fallas internas en el hardware o problemas en la configuración.
- Sincronización de tiempo de los relojes horarios de los dispositivos de la subestación para el control y adquisición de datos. Se deben considerar aquellos factores que afectan la precisión de la sincronización de tiempo como: la carga de tráfico, los medios de comunicación y distancia por cable de la red.

7.6 COMPATIBILIDAD ENTRE EL CC DE EMPRESAS Y EL CC DEL COES

El protocolo de comunicación entre las “subestaciones telecontroladas” o subestaciones y el centro de control de la empresa Integrante de la RIS, debe cumplir con lo establecido en las normas IEC 60870-5-104 (Ref. [16]), DNP 3.0 sobre TCP/IP, o DNP 3.0 serial, IEC TR 61850-90-2 o la que la reemplace. El protocolo de transmisión de datos entre el centro de control de la empresa Integrante de la RIS y los centros de control del COES, debe cumplir con lo especificado con la NTIITR.

El equipamiento de comunicaciones para conexión con los centros de control del COES a través de canales de comunicaciones soportados en fibra óptica, debe ser totalmente compatible con el equipamiento existente en el centro de control del COES, de acuerdo con lo establecido en la NTIITR.

Sistemas de Telecontrol (SCADA) y sus Funciones

Cada Titular de la Instalación, debe contar con un centro de control para la operación de sus instalaciones y disponer de las siguientes funciones de aplicación:

- Telemedida de potencias activa y reactiva de cada generador y transformador en Centrales Generadoras; frecuencia en barras de generación; nivel de tensión en bornes de generación y barras;
- Telemedida de potencias activa y reactiva de líneas y transformadores; potencia reactiva de equipos de compensación reactiva inductiva/capacitiva; niveles de tensión en barras;
- Teleseñal de posición de interruptores, seccionadores, posición de los gradines o taps de los transformadores con conmutadores de toma bajo carga; señales de alarma de subestaciones, líneas, transformadores y equipos de compensación reactiva de forma centralizada por equipo;
- Telemando de interruptores, seccionadores, posición de gradines o taps de transformadores, habilitación o deshabilitación de la regulación automática de los transformadores (Estas dos últimas funciones corresponde a cada SCADA empresarial, no es una función ejercida por el centro de control del COES);
- Sincronización de tiempo entre estaciones telecontroladas, estación maestra y centro de control principal del COES; y
- Grabación del tiempo de ocurrencia de cada información, con la resolución requerida por la NTIITR.

COES	PROCEDIMIENTO TÉCNICO DEL COES N° 20 "INGRESO, MODIFICACIÓN Y RETIRO DE INSTALACIONES EN EL SEIN"	ANEXO
ANEXO 2: REQUISITOS PARA LA APROBACIÓN DE LOS ESTUDIOS DE PRE- OPERATIVIDAD		

1. OBJETO

Establecer la información, requisitos y estudios que se deben presentar al COES para tramitar la aprobación de los Estudios de Pre-Operatividad (EPO).

2. INFORMACIÓN BASE PROPORCIONADA POR EL COES

El COES publica y actualiza en su portal de Internet, la información base para el desarrollo y preparación de los EPO y comprende lo siguiente:

- a) Modelo eléctrico del SEIN para los estudios eléctricos en el software establecido por el COES.
- b) Proyección de demanda y programa de obras de generación y transmisión.
- c) Costos Variables de Centrales Térmicas del SEIN.

El modelo eléctrico del SEIN solo es referencial. El Gestor del Proyecto debe validar la demanda de los Distribuidores y Usuarios Libres. Cualquier cambio realizado por el Gestor del Proyecto en el modelo eléctrico del SEIN debe ser sustentado en el EPO.

3. CONTENIDO DEL EPO

En el Cuadro 1, que se muestra a continuación, se establece el contenido del EPO requerido por el COES según el tipo de proyecto.

Cuadro 1. Contenido del EPO por Tipo de Proyecto

TIPO DE PROYECTO	RESUMEN EJECUTIVO	INGENIERIA DEL PROYECTO			ESTUDIOS ELÉCTRICOS	ESTUDIOS DE DISEÑO
		CENTRALES DE GENERACION	SUBESTACIONES	LINEAS DE TRANSMISION		
PROYECTOS DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN	X		X	X	X (*)	X (**)
PROYECTOS DE DEMANDA	X		X	X	X	X (**)
PROYECTOS DE CENTRALES DE GENERACIÓN CONVENCIONAL (CGC)	X	X	X	X	X (*)	X (**)
PROYECTOS DE CENTRALES DE GENERACIÓN NO CONVENCIONAL (CGNC)	X	X	X	X	X (*)	X (**)
PROYECTOS DE COMPENSACIÓN REACTIVA	X		X	X	X (*)	X (**)

(*) Se debe incluir el Estudio de Resonancia Sub Síncrona descrito en el numeral 6.6 del presente Anexo.

(**) Los estudios de diseño serán requeridos en proyectos desarrollados en niveles de 500 kV; en niveles de 220 kV serán indicados en la respuesta a la solicitud de alcance del EPO.

4. RESUMEN EJECUTIVO

Deberá contener la siguiente información:

- Antecedentes.
- Ubicación (Coordenadas UTM WGS 84 de líneas, subestaciones y centrales)
- Año de conexión.
- Resumen de las características técnicas de las instalaciones (subestaciones, líneas de transmisión, compensación reactiva, centrales de generación, etc.)
- Conclusiones de los estudios eléctricos del proyecto.

- f) Diagrama Unifilar del Sistema del proyecto.
- g) El cronograma estimado del ingreso del proyecto y sus etapas.

5. INGENIERÍA DEL PROYECTO

5.1. CARACTERÍSTICAS GENERALES

El EPO para cada proyecto debe incluir: ubicación geográfica, descripción, zona de influencia, condiciones climatológicas, cronograma de ejecución del proyecto y diagrama unifilar con los puntos de conexión al SEIN.

Además, debe contener las características básicas del equipamiento principal para la conexión del proyecto al SEIN (centrales de generación, líneas de transmisión, subestaciones y/o ampliaciones de subestaciones existentes).

5.2. LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

5.2.1. Información Básica:

1. Descripción del recorrido de la línea, así como el archivo Google Earth que incluya los vértices de la línea, subestaciones e instalaciones del proyecto.
2. Características técnicas generales: niveles de tensión, longitud de la línea, número de circuitos, número de transposiciones, tipo de estructuras, características del conductor, número de conductores/fase, características del cable de guarda, características del aislador, número de aisladores/cadena, tasa de fallas y, descripción de las principales adecuaciones de las líneas existentes en casos de seccionamiento.

3. Planos de silueta de estructuras

4. Potencia de diseño de la línea de transmisión, para lo cual debe considerarse lo siguiente:
 - a) La temperatura del conductor de fase no debe superar el límite térmico, lo cual deberá encontrarse sustentado mediante el cálculo de capacidad de corriente.
 - b) Se deben cumplir las distancias verticales de seguridad del conductor de fase al terreno, en todo el recorrido de la línea; para esto, la temperatura del conductor de fase

debe corresponder con la temperatura en hipótesis de flecha máxima (o hipótesis de temperatura máxima).

Para las distancias mínimas y de seguridad se deberá considerar lo señalado por la norma IEC 60071 (Ref. [1]) y el CNE suministro vigente.

5.2.2. Resumen de los cálculos justificativos (en formato Excel):

1. Selección del conductor (cálculos eléctricos).
2. Parámetros eléctricos.

5.3. SUBESTACIONES

5.3.1. Información Básica:

1. Características eléctricas generales: niveles de tensión, aislamiento, capacidad de cortocircuito y configuración del sistema de barras.
2. Descripción del equipamiento electromecánico: equipos de patio, transformadores de potencia, equipos de compensación reactiva, sistema de protecciones, esquema de tele protección, sistema de automatización y control, sistema de mediciones, sistema de comunicaciones, sistema de pórticos y barras, descripción de las principales adecuaciones de las instalaciones existentes en casos de ampliación.
3. Planos con disposición de planta y cortes, diagramas unifilares del equipamiento de protección, de medición, de control de las instalaciones propuestas (en formato AutoCAD).
4. Esquema de comunicaciones y tele protección.
5. Tabla de datos técnicos de los equipos de patio, transformadores de potencia y equipos de compensación reactiva.

5.4. CENTRALES DE GENERACIÓN

5.4.1. Central de Generación Convencional

1. Características técnicas generales del equipamiento turbina – generador – transformador:

- a) Constante de inercia del conjunto turbina-generador (H) y estimación de la constante de tiempo del agua T_w (para el caso de centrales hidroeléctricas).
 - b) Factor de potencia del generador
 - c) Impedancia de cortocircuito del transformador.
 - d) Interruptor de generación.
2. Los planos de ubicación, planta y el diagrama unifilar de protección del equipamiento turbina – generador – transformador (en formato AutoCAD).

5.4.2. Central de Generación No Convencional

1. Características generales de los componentes principales de cada grupo de generación:
- a) Centrales Eólicas: Aerogeneradores, transformadores elevadores, líneas y celdas de media tensión.
 - b) Las características técnicas preliminares de los bancos de capacitores, en caso sean requeridos para el cumplimiento de factor de potencia, deberán ser reevaluados cuando se confirme el fabricante y modelo de los aerogeneradores con su respectiva curva de capacidad. Las características de todos los equipos indicados y sus componentes de control deberán estar definidos para el Estudio de Operatividad.
 - c) Centrales Solares Fotovoltaicas: Paneles fotovoltaicos, inversores, transformadores elevadores, líneas y celdas de media tensión.

Las características técnicas de los bancos de capacitores, en caso sean requeridos para el cumplimiento de factor de potencia, deberán ser evaluados cuando se confirme el fabricante y modelo de los inversores con su respectiva curva de capacidad. Todos los equipos indicados y sus componentes de control serán definidos en el Estudio de Operatividad.

2. Los planos de ubicación, planta y el diagrama unifilar de protección del equipamiento turbina – generador – transformador (en formato AutoCAD).

5.5. INFORMACIÓN DE LOS PROYECTOS DE COMPENSACIÓN REACTIVA

Se debe incluir la ingeniería descriptiva de los equipos asociados a la compensación reactiva.

En el caso de compensadores síncronos o equipos automáticos de compensación reactiva, debe indicarse si el proyecto requiere un transformador de conexión al sistema. Asimismo, se debe presentar la configuración básica del equipo, las características a tensión nominal, así como el rango nominal de regulación de potencia reactiva.

5.6. INFORMACIÓN DE PROYECTOS DE DEMANDA

Se debe incluir la potencia de la carga que se prevé alimentar desde la subestación del Usuario, indicando la potencia motórica y la compensación reactiva centralizada para cumplir con el factor de potencia en el punto de conexión.

Se debe incluir el cronograma de incorporación de carga del proyecto. También se debe indicar si las cargas constituyen fuentes de armónicos y los filtros que se prevé instalar, indicando de manera referencial sus valores.

El Proyecto deberá considerar el diseño de los alimentadores de la planta, para permitir la implementación del Esquema de Rechazo de Carga por Mínima Frecuencia, según lo dispone la NTCOTR²³.

6. ESTUDIOS ELÉCTRICOS DEL PROYECTO

Estos requisitos se utilizan para evaluar el impacto de la nueva instalación sobre la operación en su zona de influencia y están orientados a verificar que la nueva instalación posea los equipos necesarios para su conexión al SEIN. Con los resultados de los estudios eléctricos se confirma las especificaciones técnicas de su equipamiento y se determinan los equipos adicionales requeridos por el proyecto. Los resultados de las simulaciones deben satisfacer las exigencias sobre los indicadores de desempeño establecidos en el numeral 8 del presente Anexo.

En el supuesto que el Proyecto involucre la implementación de un Esquema Especial de Protección para el control y/o desconexión de generación, el resultado de este esquema y el número de puntos de medición asociados incluidos en el EPO son referenciales y pueden ser ajustados, aumentado o disminuyendo los puntos de medición, en la aprobación del EO.

²³ Norma Técnica de Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados

En el caso de proyectos que ingresen al SEIN por etapas, el Gestor del Proyecto debe incluir en su EPO las simulaciones de la operación en los escenarios correspondientes a cada etapa, así como la secuencia de energización por etapa y la energización integral del proyecto.

6.1. MODELAMIENTO DE LAS INSTALACIONES DEL PROYECTO

El Gestor del Proyecto debe representar en el modelo eléctrico del SEIN las instalaciones de su proyecto, siguiendo las directivas que se exponen a continuación.

6.1.1. Sistema de transmisión

Todas las nuevas instalaciones que conforman el proyecto deben ser incorporadas al modelo eléctrico del SEIN.

6.1.2. Centrales de Generación Convencional

En el modelo eléctrico del SEIN para este tipo de proyectos se debe representar:

- La nueva central, considerando cada uno de sus grupos o unidades de generación y el sistema de transmisión propuesto para conectar la nueva central al Punto de Conexión con el SEIN.
- Las unidades de generación que componen la nueva central mediante (i) un modelo simplificado (sin controladores), o (ii) un modelo detallado que considere sus controladores (sistema de excitación, regulación de tensión y estabilizador, así como el sistema de regulación de velocidad), en caso de que se disponga de la información.

6.1.3. Centrales de Generación No Convencional

1. Central eólica

En el modelo eléctrico del SEIN se debe incluir el modelo que permita reproducir el comportamiento de la inyección de potencia activa y los requerimientos de potencia reactiva en el Punto de Conexión. Asimismo, se debe incluir el transformador y el Sistema de Transmisión que lo conecta al SEIN.

2. Centrales solares fotovoltaicas

En el modelo eléctrico del SEIN se debe incluir el modelo simplificado de la central, que represente el efecto de la fuente de corriente continua, el inversor y sus controladores.

Asimismo, se debe incluir el transformador y el Sistema de Transmisión que lo conecta al SEIN.

6.2. OPERACIÓN DEL SISTEMA EN ESTADO ESTACIONARIO

6.2.1. Objeto

Evaluar el impacto de la incorporación de las instalaciones del proyecto sobre el comportamiento en estado estacionario del SEIN, en particular de la zona de influencia del proyecto.

6.2.2. Horizonte y premisas del análisis

Las simulaciones se deben realizar para el año de ingreso del proyecto al SEIN y para dos años posteriores al año de operación, tanto en condiciones normales de red completa (N) como en contingencia por la indisponibilidad de un componente del Sistema de Transmisión (N-1). Estos estudios deben realizarse para condiciones hidrológicas de avenida y estiaje, en los escenarios de demanda máxima, media y mínima, considerando situaciones “sin proyecto” y “con proyecto”.

En el caso de que en el EPO se actualicen las demandas de los escenarios base incluidos en el modelo eléctrico del SEIN publicado por el COES, el Gestor del Proyecto deberá incluir el debido sustento.

En todos los casos se debe verificar que se cumpla con los indicadores de desempeño del numeral 8 del presente Anexo.

En los casos de proyectos de generación o de demanda, y de ser necesario para el cumplimiento de los indicadores de desempeño correspondientes a contingencias, el Gestor del Proyecto deberá considerar en el EPO la implementación de un Esquema Especial de Protección para la desconexión o la reducción automáticas de potencia del Proyecto. Asimismo, deberá prever la instalación de medios de comunicación y control requeridos para dicha implementación. Las lógicas y ajustes requeridos podrán ser definidos en el Estudio de Operatividad.

En el caso de los proyectos de generación concurrentes, señalados en el inciso 4 del numeral 9.6 del procedimiento, para condiciones de contingencias o eventos no previstos,

adicionalmente al equipamiento descrito en el párrafo precedente, se implementará, de ser el caso, una unidad central de control para la reducción y/o desconexión automática de generación del conjunto de proyectos de generación en el mismo Punto de Conexión o zona de influencia, o su integración a este esquema, con los respectivos medios de comunicación y control requeridos para dicha implementación, según lo aprobado en el EPO.

Estos esquemas estarán habilitados hasta que ingresen los proyectos del Plan de Transmisión previstos en la zona de influencia, que solucionen las restricciones presentadas.

6.2.3. Líneas y subestaciones de transmisión

1. Cuando el proyecto involucra a una línea de transmisión, se debe verificar la factibilidad de energizar la línea desde ambos extremos. En ese sentido, se debe confirmar que con el equipamiento de reactores en conexión *shunt*, que prevé el proyecto, las tensiones en estado estacionario satisfacen los indicadores de desempeño establecidos en el numeral 8.

Se debe elaborar escenarios necesarios para determinar los flujos de potencia en operación normal y en contingencia. Los resultados deben permitir identificar los equipos de compensación reactiva y los refuerzos de transmisión requeridos para que el proyecto no impacte negativamente en el sistema. En todos los casos se debe satisfacer los indicadores de desempeño establecidos en el numeral 8.

2. Para el caso de los transformadores de potencia, se debe verificar que sus características básicas (potencia nominal, impedancias de cortocircuito, relación de transformación, número de gradines y rango de variación de la regulación automática bajo carga) permitan la operación del sistema en los escenarios de demanda (máxima, media y mínima) y despachos de generación en avenida y estiaje.
3. Para dimensionar los equipos de compensación reactiva (determinar el tamaño (MVar), la ubicación de los reactores de línea y los que van conectados a las barras, los capacitores en serie, el rango nominal de control de compensadores síncronos o equipos automáticos de

compensación reactiva) se deben realizar las simulaciones de operación en estado estacionario considerando:

- Los capacitores series y los reactores de línea del sistema troncal deberán ser dimensionados para la potencia de diseño de la línea indicada en la tabla 3.1 del Anexo 1. Los capacitores serie se especifican para conducir la corriente de diseño de la línea en condiciones normales o emergencia y, los reactores de línea se dimensionan para que no sean desconectados aun cuando se transmita la potencia de diseño de la línea.
- En el caso de líneas compensadas del Sistema de Transmisión Local, los capacitores se dimensionan para la capacidad requerida por el proyecto.

6.2.4. Centrales de generación

En todos los casos analizados se debe descartar la existencia de transgresiones en la tensión y/o sobrecargas en las líneas y transformadores de la zona de influencia del proyecto e identificar las medidas correctivas correspondientes. Asimismo, se debe verificar que la operación de los generadores se encuentre dentro de su curva de Capacidad (P-Q).

6.3. ESTUDIOS DE CORTOCIRCUITO

Las simulaciones se deben realizar para el año de ingreso del proyecto al SEIN y para dos años posteriores al año de operación, en condiciones normales para periodos hidrológicos de avenida y estiaje, en máxima, media y mínima demanda, considerando escenarios "sin proyecto" y "con proyecto".

Asimismo, se debe calcular las máximas corrientes de cortocircuitos trifásicos, bifásicos a tierra y monofásicos en barras del área de influencia de las nuevas instalaciones (barras de subestaciones, bornes de los generadores y devanados del transformador de potencia). Además, se debe preparar un escenario de máxima generación en el tercer año, en el cual se encuentren en operación todas las máquinas síncronas disponibles en el SEIN.

En ningún caso se debe exceder la capacidad de cortocircuito de los equipos ni la corriente de cortocircuito del sistema de barras. En caso

de excederlo, el Gestor del Proyecto deberá proponer las soluciones técnicas para mitigar el impacto.

6.4. ESTUDIOS DE ESTABILIDAD

6.4.1. Objeto

Evaluar el impacto de la incorporación de las instalaciones del proyecto sobre la estabilidad del SEIN.

6.4.2. Premisas del análisis

Las simulaciones de estabilidad se deben realizar en detalle para el año de ingreso y para el tercer año de operación en el SEIN, para periodos hidrológicos de avenida y estiaje, en los bloques máxima, media y mínima demanda.

6.4.3. Proyectos en el sistema de transmisión

Simular una falla trifásica en las instalaciones del proyecto verificando que el despeje de la falla se realice antes de que algún generador en la zona de influencia del proyecto pierda sincronismo.

6.4.4. Centrales de generación convencional (CGC)

Deben cumplir con la tolerancia a la circulación de corriente de secuencia inversa sin salir de servicio.

Se realizarán los siguientes análisis:

a) Estabilidad permanente (pequeña señal)

Se debe calcular la frecuencia y el amortiguamiento del modo local de oscilación, sin reguladores.

Si la central estuviera conformada por varios grupos de generación, además se debe identificar la posibilidad de oscilaciones entre los grupos (modo intraplanta).

b) Estabilidad transitoria

Simular una falla trifásica durante 100 ms en (i) la barra del lado de alta tensión del transformador elevador de la unidad de generación, (ii) el Punto de Conexión y (iii) las líneas de transmisión cercanas al Punto de Conexión (fallas con desconexión de la línea).

Si el tiempo crítico para mantener la estabilidad resultara menor a 100 ms, el estudio deberá plantear las medidas

correctivas para cumplir con el tiempo de falla establecido (100 ms).

Estos análisis deben realizarse tanto para el año de ingreso como para el tercer año de operación en el SEIN.

6.4.5. Centrales de generación no convencional (CGNC)

Se realizarán los siguientes análisis:

a) Estabilidad transitoria

La central debe cumplir con las exigencias frente a los Huecos de Tensión consignadas en los requerimientos técnicos del Anexo 1. El cumplimiento será confirmado en el EO.

Se debe evaluar la respuesta ante:

- Fallas en las líneas de transmisión cercanas a la central, tales como fallas monofásicas con recierre exitoso y fallas trifásicas.
- Desconexión de centrales de generación o de equipos de compensación reactiva relevantes para el control de tensión en la zona de influencia de la central.

b) Estabilizador de frecuencia

Realizar simulaciones de estabilidad de la frecuencia considerando la desconexión de la unidad síncrona más grande del SEIN, verificar la disminución de inercia del SEIN asociado al ingreso de la CGNC. En el marco del EPO, tiene la finalidad de dimensionar el aporte de inercia de la CGNC consignados en los requerimientos técnicos del Anexo 1.

Asimismo, se debe evaluar el tiempo crítico de despeje de falla siguiendo el criterio indicado en el numeral anterior.

6.5. ESTUDIO DE ARMÓNICOS

Las instalaciones de demanda, centrales de generación RER y equipos de compensación reactiva, deben informar el contenido de armónicos previstos en la etapa de diseño de cada uno de sus componentes. El contenido de armónicos en la etapa de diseño debe acatar lo dispuesto en las normas internacionales IEEE 519 e IEC 61000-3-6.

Para los proyectos de demanda o centrales de generación RER que incluyan la implementación de compensación reactiva y/o filtros de

armónicos para el control del factor de potencia en el punto de conexión, su validación se realizará en el estudio de armónicos del estudio de operatividad.

Los proyectos con equipos de compensación reactiva, deben garantizar que no ocasionen fenómenos de resonancia en el sistema.

En ningún caso, las nuevas instalaciones deben transgredir o incrementar las tolerancias establecidas en la NTCSE para los niveles de armónicos existentes, la verificación se realizará en el estudio de armónicos del estudio de operatividad del proyecto.

6.6. ESTUDIO DE RESONANCIA SUBSÍNCRONA

El fenómeno de Resonancia Subsíncrona (RSS) se caracteriza por la interacción que puede existir entre el sistema de transmisión con bancos de capacitores serie y los sistemas de turbinas de centrales termoeléctricas y centrales no convencionales en una escala de frecuencias subsíncronas.

El estudio de RSS se aplica a los proyectos de incorporación de nuevas instalaciones del Sistema de Transmisión que posean compensación basada en bancos de capacitores serie y a los proyectos de nuevas instalaciones del sistema de transmisión que modifiquen la topología de las redes de 500 kV que posean o no compensación serie capacitiva. Para el caso de redes de 220 kV, es aplicable cuando el COES lo determine; y, para centrales de generación termoeléctrica y centrales no convencionales, cuando estén expuestas al riesgo del fenómeno de RSS, lo cual será determinado por el COES en el alcance del EPO. Entiéndase por riesgo de RSS a la afectación de las unidades debido principalmente a la inestabilidad torsional.

Para el caso de los proyectos del Plan de Transmisión, el estudio de RSS será elaborado por el COES. Los demás proyectos deberán tomar en cuenta los resultados y las recomendaciones de este estudio.

El Gestor del Proyecto debe presentar un estudio de RSS, cuyo contenido básico se describe a continuación.

6.6.1. Objeto

Analizar el impacto que produce una nueva instalación en el riesgo de exposición al fenómeno de RSS de las unidades de generación de centrales termoeléctricas y centrales no convencionales conectadas al sistema de transmisión que se

encuentran expuestas a este fenómeno, así como garantizar que el diseño de la nueva instalación no produzca el riesgo de RSS.

6.6.2. Metodología y criterios

La metodología comprende el análisis de los fenómenos de RSS, considerando técnicas de barrido en frecuencia de tipo impedancia y torque de amortiguamiento modal.

El análisis de RSS se realiza a cada una de las unidades de generación de centrales termoeléctricas y centrales no convencionales expuestas al riesgo del fenómeno de RSS conectadas al sistema de transmisión considerando Modos de Operación de las centrales y condiciones de operación en red completa y sobre contingencias.

6.6.3. Resultados de los estudios de RSS

Los resultados de los estudios de RSS deben garantizar que el diseño del nuevo proyecto no produzca en ningún caso el fenómeno de RSS o aumente el riesgo de RSS respecto a la situación preexistente (sin el nuevo proyecto). Para el caso de Centrales de Generación, en caso el Gestor del Proyecto identifique con la técnica de barrido en frecuencia que su proyecto está en riesgo de RSS, deberá realizar adicionalmente análisis de simulaciones EMT (*Electromagnetic Transients*).

En caso de proyectos de nuevas líneas de transmisión compensadas basadas en BCS, se deberá proponer como mínimo la partición adecuada en los BCS nuevos para no producir o no aumentar el riesgo de RSS respecto a la situación preexistente (sin el nuevo proyecto).

7. ESTUDIOS DE DISEÑO DEL PROYECTO

7.1. Líneas de transmisión

(1) Cálculo de parámetros eléctricos de la línea

En correspondencia con los datos constructivos de las líneas y de los valores de resistividad del terreno a lo largo de la traza de las líneas, se deberá presentar la memoria de cálculo de los parámetros longitudinales y transversales de las líneas, en coordenadas de secuencia.

(2) Coordinación del aislamiento

Deberá cumplir con el criterio establecido en los numerales 3.2.4 y 3.3.7 del Capítulo 3 del Anexo 1.

(3) Especificación del OPGW (Optical Ground Wire)

Deberá cumplir con el criterio establecido en los numerales 3.2 y 3.3 del Capítulo 3 del Anexo 1.

(4) Verificación del diseño del blindaje de las líneas para descargas atmosféricas

Deberá cumplir con el criterio establecido en el numeral 3.2.4 del Capítulo 3 del Anexo 1.

(5) Transposiciones

Deberá cumplir con el criterio establecido en el numeral 3.3.5 del Capítulo 3 del Anexo 1.

7.2. Equipamiento de Subestaciones

Se deberá presentar las especificaciones técnicas del equipamiento, así como los respectivos casos de análisis transitorio de diseño que se describen a continuación:

(1) Estudios de recierre monofásico

Mediante la realización de estos estudios en la línea de 500 y 220 kV, para demostrar una alta probabilidad de éxito del recierre monofásico, se deberá verificar el cumplimiento de los siguientes indicadores:

- Último pico de la corriente de arco secundario: 40 A (pico).
- Primer pico de la tensión de restablecimiento: 80 kV.
- Tasa de Crecimiento de la Tensión Soportada (RRRV): 8 kV/ms

Se deberá estudiar los casos de falla en ambos extremos de la línea y en las transposiciones, para cada una de las tres fases. Para cada una de las simulaciones realizadas (diferentes lugares de falla y fase en falla) se deberá presentar los valores relevantes (primer pico de tensión de restablecimiento, último pico de corriente de arco secundario y la Tasa de Crecimiento de la Tensión Soportada) en forma de tabla. Asimismo, se deberá presentar la gráfica de la evolución en el tiempo de dichos valores, utilizando escalas o factores de amplificación que permitan cuantificar el nivel de las mismas.

Para la realización de este estudio se deberán asumir escenarios de máximas transferencias de potencia posibles por las líneas,

adoptándose de manera inicial un tiempo muerto de 500 ms. El esquema de compensación paralelo (shunt) que se adopte, deberá ser efectivo y compatible con el tiempo muerto para lograr la extinción del arco.

(2) Energización de Líneas

Se deberán realizar estudios de transitorios electromagnéticos para determinar las sobretensiones transitorias, ante maniobras de energización con falla, con el objeto de definir las solicitaciones dieléctricas sobre el equipamiento, para asegurar el adecuado dimensionamiento de los equipos y que no se produzca un envejecimiento prematuro de los mismos.

Deberá demostrarse la existencia de un adecuado margen de seguridad, no inferior a 1,4, tanto para las sobretensiones de maniobra como para las atmosféricas, que se pudieran presentar sobre el equipamiento para casos extremos.

(3) Solicitación Térmica en los Descargadores

Se deberá realizar este análisis para obtener los máximos requerimientos de disipación de energía para los descargadores de extremos de línea, así como también los descargadores de neutro, en dos tipos de contingencias:

(3.1) Energización de línea con falla monofásica a tierra en un extremo lejano, bloqueo de interruptor de las tres fases y actuación posterior de la falla Interruptor, Protección "Breaker Failure" (BF).

Se utilizarán los siguientes criterios:

- i. Simular la energización de la línea desde ambos extremos, con una falla monofásica previamente definida en el extremo opuesto al de la energización.
- ii. Realizar un estudio estadístico, con 200 maniobras de energización, registrando las energías disipadas en los descargadores, ya que al realizar la energización con falla se producen tensiones transitorias y temporarias elevadas en las fases sanas.
- iii. Asumir además una Protección BF en la que se despeja la línea a los 300 ms de realizada la energización.
- iv. Se deberá identificar la energización que provoque la máxima disipación de energía y presentar el gráfico

correspondiente a esa simulación puntual (No aplicar la distribución Gaussiana).

- v. Presentar el listado de casos de análisis sometidos a estudios estadísticos de energización, con los respectivos resultados energéticos para la energización más desfavorable de cada caso.

(3.2) Línea en carga, ocurrencia de falla monofásica a tierra en un extremo, apertura trifásica en el extremo cercano a la falla, bloqueo de las tres fases del interruptor en el extremo alejado y actuación posterior de la Protección BF.

Se utilizarán los siguientes criterios:

- i. Simular la maniobra de Protección 50BF (Falla interruptor) en ambos extremos del tramo en estudio, con una falla fase a tierra próxima a esas posiciones, registrando las energías disipadas en los descargadores.
- ii. Se debe realizar esta maniobra con el único fin de verificar el dimensionamiento térmico de los descargadores.
- iii. El estudio será determinístico y se deberá considerar una secuencia en la simulación que siga las siguientes indicaciones:
 - Inicio de la simulación: 0,0 ms
 - Presencia de la falla en un extremo: 50,0 ms
 - Apertura trifásica del interruptor en ese extremo: 130,0 ms
 - Apertura definitiva de línea en el otro extremo por Protección BF: 350,0 ms
- iv. Estos análisis se deben realizar para máxima transferencia de potencia, considerando que la falla puede ocurrir en cualquiera de los dos extremos de la línea.
- v. Se deberá registrar las energías disipadas en los descargadores próximos a la falla, así como también en los que están en el extremo opuesto al que se aplica la falla.
- vi. Presentar el listado de casos simulados, con los respectivos resultados energéticos. En particular, se

deberá mostrar los gráficos de energías disipadas para los peores casos de cada extremo.

(4) Estudios de Solicitaciones Térmicas y Dinámicas en los Reactores de Neutro

Estos estudios tienen el objeto de verificar que los reactores de neutro puedan soportar corrientes elevadas de corta duración, como las corrientes de choque dinámicas que eventualmente se presentan en la operación de la línea.

De estos estudios surgirá la especificación de los requerimientos térmicos y dinámicos para los reactores de neutro. Aunque la Norma IEC no contempla la corriente de choque dinámica en la especificación de un reactor de neutro supresor de arco, se requiere su determinación con el objeto de que el fabricante del equipo garantice que podrá soportar este valor.

En los análisis descritos en Solicitación Térmica en los Descargadores, en los tramos de línea en los que hay reactores de neutro, se deberá registrar también la energía disipada en los mismos, para determinar su capacidad térmica necesaria. Con similar objeto, deberán registrarse también las corrientes dinámicas que se presenten.

Para estos casos, se deberá prolongar las simulaciones del ítem anterior por lo menos en 200 ms adicionales posteriores a la apertura definitiva por Protección de Falla de Interruptor, teniendo en cuenta que se pueden dar oscilaciones propias de baja frecuencia en la línea, con corrientes elevadas en el reactor de neutro. Deberá supervisarse si no es necesario prolongar más el tiempo de simulación, para no subestimar los requerimientos térmicos.

Adicionalmente, se deberán simular e identificar los peores casos de recierre monofásico no exitoso posibles, que pudieran originar las solicitudes térmicas y dinámicas más altas para los reactores de neutro.

En estos estudios se simulará la siguiente secuencia de eventos:

- Inicio de la simulación: 0,0 ms
- Presencia de la falla monofásica a tierra en un extremo: 50,0 ms
- Apertura de la fase en falla en ambos extremos: 130,0 ms
- Recierre monofásico en ambos extremos de la fase en falla con persistencia de la falla: 630 ms (*)

- Apertura trifásica definitiva de ambos extremos de línea con persistencia de falla: 680 ms
- Finalización de la simulación: 1s (**)
 - (*) Realizar un estudio estadístico (200 maniobras) exclusivamente para los tiempos de recierre de los dos extremos de la fase en falla.
 - (**) O el tiempo mayor a 1 s que sea necesario, para no subestimar los requerimientos térmicos.

De este análisis estadístico, se seleccionan los casos más exigentes en lo que concierne: (i) las energías disipadas en el reactor de neutro y (ii) las amplitudes de las corrientes dinámicas en el reactor de neutro. Este procedimiento se debe repetir para presencia de falla monofásica en el otro extremo de la línea.

Se extiende el tiempo de simulación a un tiempo posterior a la apertura definitiva de la línea, ya que en este lapso se pueden dar oscilaciones propias de baja frecuencia, con las consecuentes corrientes elevadas en el reactor de neutro.

Se deberá presentar el listado de casos simulados, con los respectivos resultados de energías disipadas y amplitudes de corrientes dinámicas obtenidas para las maniobras más exigentes de cada estudio estadístico; mostrando los gráficos de energías disipadas y corrientes dinámicas en los reactores de neutro.

(5) Sobretensiones por fenómenos de resonancia con fases abiertas

Se analizarán las posibilidades de energización de cada línea desde ambos extremos, ya sea en condiciones normales de compensación o ante la eventualidad de que se conecten reactores de barra a la línea en el extremo a ser sincronizado.

Podría haber la posibilidad que, ante situaciones de fases abiertas, tanto una como dos, se presente un fenómeno de resonancia con tensiones inadmisibles, sostenidas por acoplamiento con las fases energizadas.

Consecuentemente, se deberán realizar estudios con una y dos fases abiertas, con el objeto de verificar las sollicitaciones térmicas sobre los descargadores de fases y de neutro, durante un lapso no menor de 2 s (tiempo que la línea puede permanecer energizada debido a una discrepancia de fases), previo a la apertura definitiva.

(6) Verificación de Tensiones de Restablecimiento (TRV)

El objeto de este análisis es determinar las máximas solicitaciones dieléctricas entre terminales a que estarán expuestos los interruptores operando en condiciones extremas, para su consideración en las especificaciones de los mismos. TRV (Transient Recovery Voltage), es el valor de cresta de la tensión de restablecimiento que se presenta entre los terminales de un interruptor en la apertura y la RRRV (Rate of Rise of Restriking Voltage), que es el valor de la tangente a esta curva y que pasa por el punto en que se interrumpe la corriente del arco.

Se deberán realizar estos estudios aplicando la metodología de los cuatro parámetros, descrita en el Anexo E de la Norma IEC 62271-100, registrando el TRV y la RRRV.

Siguiendo las siguientes recomendaciones de la Norma IEC 62271-100, se deberán presentar los estudios de las contingencias que se detallan:

- Aperturas en oposición de fase.
- Apertura con falla en terminales.
- Aperturas de línea con falla kilométrica.

(7) Estudios y especificaciones particulares para reactores y transformadores

Los transformadores y eventuales reactores deberán cumplir con características de magnetización tales que no se produzca ferresonancia y que no se presenten efectos adversos sobre el sistema y sobre el mismo equipamiento, tanto para el caso de maniobras como para el caso de tensiones temporarias. Deberán presentarse los estudios que demuestren la validez del diseño realizado.

Para el caso particular de reactores, se exige linealidad hasta 1,40 p.u. de la tensión máxima de servicio (550 kV).

En el caso de los transformadores que cuenten con relés de mando sincronizado en sus interruptores, no será necesario presentar estudios de energización de los mismos. Estos según sea el caso serán requeridos en el Estudio de Operatividad.

8. ÍNDICADORES DE DESEMPEÑO

Los estudios eléctricos para el desarrollo de los EPO deben demostrar que se satisfacen los siguientes indicadores de desempeño:

8.1. Tensión

- Estado Normal: El ingreso de un proyecto no debe provocar tensiones fuera del rango de $\pm 2.5\%$ sobre las tensiones de operación o la tensión nominal del equipamiento principal.

Si en ausencia del proyecto se observan tensiones fuera del rango indicado, el ingreso del proyecto no debe agravar esta situación.

- Estado de Contingencia: El ingreso de un proyecto no debe provocar tensiones post-contingencia (N-1) fuera del siguiente rango:
 - $+7,5\% / -10\%$ para las barras con tensiones nominales $V_N > 200$ kV.
 - $\pm 10\%$ para las barras con tensiones nominales $60 \text{ kV} < V_N \leq 200$ kV.

Siendo las tensiones nominales (V_N), las estandarizadas en el Código Nacional de Electricidad – Suministro 2011 o el que lo sustituya, y que no supere la tensión máxima del equipamiento principal.

Si en ausencia del proyecto se observan tensiones fuera del rango indicado, el ingreso del proyecto no debe agravar esta situación.

En caso no se cumpla este indicador, el Gestor del Proyecto debe implementar como parte del proyecto, el equipamiento necesario que mitigue los problemas de tensión provocados. La implementación de este equipamiento será verificada en el Estudio de Operatividad.

8.2. FRECUENCIA

- Estado Normal: debe estar comprendida entre 59,80 y 60,20 Hz.
- Comportamiento Transitorio: los desequilibrios de carga/generación en el SEIN pueden provocar variaciones transitorias de frecuencia comprendidas entre 58 y 62 Hz.
- Estado de Restablecimiento: en el régimen posterior a una falla, la frecuencia debe estar comprendida entre 59,50 y 60,50 Hz.

8.3. SOBRECARGAS

- Estado Normal: El ingreso de un proyecto no debe provocar sobrecargas.

Si en ausencia del proyecto se observan sobrecargas, el ingreso del proyecto no debe incrementarlas. Para el caso de proyectos

de demanda no será posible implementar esquemas de rechazo automático para evitar sobrecargas.

- Estado de Contingencia: El ingreso de un proyecto no debe provocar sobrecargas post-contingencia (N-1) en los transformadores de potencia y sobrecargas mayores al 20% para el caso de líneas de transmisión. La tolerancia exigida debe respetarse en instalaciones de terceros...

Si en ausencia del proyecto se observan sobrecargas en transformadores de potencia y sobrecargas mayores al 20% en líneas de transmisión, el ingreso del proyecto no debe incrementarlas.

En caso no se cumpla este indicador, el Gestor del Proyecto debe implementar como parte del proyecto, el equipamiento necesario que mitigue los problemas de sobrecarga que provoque.

8.4. REQUISITOS DE ESTABILIDAD TRANSITORIA Y DE PEQUEÑA SEÑAL

- En las simulaciones de estabilidad transitoria, los generadores del SEIN no deben perder el sincronismo ante una falla trifásica despejada en 100 ms en la barra del lado de alta tensión del transformador elevador de la unidad y/o en el Punto de Conexión.
- El tiempo de despeje de fallas debe ser 100 ms.
- El tiempo muerto para el recierre debe ser 500 ms. En caso de que el proyecto plantee un valor diferente, tiene que estar sustentado en un estudio de transitorios electromagnéticos. No se permiten excursiones transitorias de la tensión de $\pm 20\%$ del valor nominal.
- No se permiten sobretensiones temporarias de más del 10 % de la tensión nominal por más de 2 s. Asimismo, la recuperación de la tensión no debe ser menor al 85 % del valor inicial luego de 3 s.
- Las instalaciones que componen la CGNC deberán superar las condiciones del Hueco de Tensión señalados en el Anexo 1.

El amortiguamiento del sistema para pequeñas perturbaciones, debe ser como mínimo 5 % en condiciones de red completa. En condiciones de contingencia (N-1), el amortiguamiento en post-falla debe ser positivo y por lo menos del orden del 2 %.

COES	PROCEDIMIENTO TÉCNICO DEL COES N° 20 “INGRESO, MODIFICACIÓN Y RETIRO DE INSTALACIONES EN EL SEIN”	ANEXO
ANEXO 3: REQUISITOS PARA LA APROBACIÓN DE LOS ESTUDIOS DE OPERATIVIDAD		

1. OBJETO

Establecer la información, requisitos y estudios que se debe presentar ante el COES para tramitar la aprobación de los Estudios de Operatividad (EO).

2. INFORMACIÓN BASE PROPORCIONADA POR EL COES

El COES publica y actualiza en su portal de Internet, la información base del SEIN para el desarrollo y preparación de los EO y comprende lo siguiente:

- Modelo eléctrico del SEIN para los estudios eléctricos en el software establecido por el COES.
- Proyección de demanda y programa de obras de generación y transmisión.
- Costos Variables de Centrales Térmicas del SEIN.

El modelo eléctrico del SEIN solo es referencial. El Gestor del Proyecto debe validar la demanda de los Distribuidores y Usuarios Libres. Cualquier cambio realizado por el Gestor del Proyecto en el modelo eléctrico del SEIN debe ser sustentado en el EO.

Para el caso en que el Proyecto contenga una línea de transmisión, deberá presentar los parámetros de la línea y sus cálculos justificativos, y los parámetros de fábrica de los transformadores, reactores o capacitancias adquiridos.

3. CONTENIDO DEL EO

Los estudios y documentos del EO dependen del tipo de instalación a conectarse. En el Cuadro 1 se muestra el contenido del EO de acuerdo con el tipo de instalación.

El alcance de los estudios será definido por el COES, para cada caso concreto, en el documento de respuesta a la solicitud de alcance presentada por el Gestor del Proyecto.

Para aquellos proyectos que ingresen al SEIN por etapas, o cuya implementación requiera configuraciones temporales que involucren la desconexión de instalaciones consideradas por el COES como relevantes en la operación del SEIN, el Gestor del Proyecto deberá informarlo al COES en la solicitud de alcance, a fin de que se defina el alcance de los estudios necesarios para cada una de las etapas o configuraciones temporales. Para tal efecto, el Gestor del Proyecto deberá presentar el cronograma de ingreso de cada etapa y duración, así como también del proyecto completo.

Cuadro 1 – Contenido del EO por tipo de Instalación a conectar

ITEMS		L.T. 220 kV Y 500 kV	L.T. < 220 kV	EQUIP. COMPENS. REACTIVA	TRAFOS > 50 MVA (ONAN)	TRAFOS ≤ 50 MVA (ONAN)	CENT. GEN. CONV. (CGC)	CENT. GEN. NO CONV. (CGNC)	MINA CARG IND
RESUMEN EJECUTIVO		X	X	X	X	X	X	X	X
ESTUDIO DE ESTADO ESTACIONARIO		X	X	X	X	X	X	X	X
ESTUDIOS DE ESTABILIDAD	TRANSITORIA	X	X	X			X	X	
	PERMANENTE			X			X	X	
	TENSIÓN			X					X
ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES		X	X	X	X	X	X	X	X
ESTUDIO DE ARMONICOS		X		X				X	X
ESTUDIO DE TRANSITORIOS ELECTROMAGNETICOS		X		X	X				
ESTUDIO DE RESONANCIA SUBSINCRONA		X (*)		X			X		
PROTOCOLO DE PRUEBAS EN FABRICA DE EQUIPOS		X	X	X	X	X	X	X	X
PROCEDIMIENTOS DE MANIOBRAS		X	X	X	X	X	X	X	X
ESQUEMA DE RECHAZO (EDAGSF ²⁴ y ERACMF ²⁵)							X		X
PLANOS Y DIAGRAMAS (EN FORMATO AUTOCAD)		X	X	X	X	X	X	X	X
ACTA DE TRANSFERENCIA DE INFORMACIÓN EN TIEMPO REAL		X	X	X	X	X	X	X	X
INFORMACIÓN SOBRE CUMPLIMIENTO DE REQUISITOS DEL SISTEMA DE MEDICIÓN		X	X	X	X	X	X	X	X

(*) En caso de que la línea tenga compensación serie capacitiva.

4. RESUMEN EJECUTIVO

Deberá contener la siguiente información:

- a) Generalidades: Antecedentes, ubicación (con las coordenadas UTM WGS 84 de líneas y subestaciones), características eléctricas

²⁴ Esquema de Desconexión Automática de Generación por Sobre Frecuencia.

²⁵ Esquema de Rechazo Automático de Carga por Mínima Frecuencia

generales (niveles de tensión, capacidad de los equipos y niveles de cortocircuito.)

- b) Descripción de las instalaciones: subestaciones, líneas de transmisión, sistemas de compensación, sistemas de protección y sistema de comunicación.
- c) Conclusiones de los estudios eléctricos del proyecto.
- d) Resultados del estudio de coordinación de la protección.
- e) Impactos negativos de las nuevas instalaciones sobre la operación del SEIN y las medidas adoptadas para corregirlos.
- f) Diagrama unifilar de las nuevas instalaciones.
- g) El cronograma estimado del ingreso del proyecto y sus etapas.

5. ESTUDIOS DE ESTADO ESTACIONARIO

Tienen por finalidad verificar que el ingreso de la nueva instalación no ocasione impacto negativo sobre los niveles de cargabilidad de los equipamientos, tensiones en las barras y la capacidad de cortocircuito del Sistema de Transmisión existente en la zona de influencia del proyecto.

Para este fin, se deben efectuar simulaciones de flujo de potencia y cortocircuito en el horizonte de un (01) año en condiciones hidrológicas de avenida y estiaje (máxima, media y mínima demanda), a partir del mes estimado del año de ingreso del proyecto, considerando escenarios con y sin proyecto, cumpliendo con los indicadores de desempeño establecidos en el numeral 8 del Anexo 2.

6. ESTUDIOS DE ESTABILIDAD

Tienen por objeto verificar que los ajustes de los controladores de la nueva instalación no ocasionen impacto negativo al SEIN durante su comportamiento dinámico.

Para este fin, se deben efectuar simulaciones en el horizonte de un año en condiciones hidrológicas de avenida y estiaje (máxima, media y mínima demanda), a partir del mes estimado del año de ingreso del proyecto, considerando escenarios con y sin proyecto,

cumpliendo con los indicadores de desempeño establecidos en el numeral 8 del Anexo 2.

6.1 MODELAMIENTO Y DESEMPEÑO DE LOS CONTROLADORES

Se deben presentar los diagramas de bloques de los controladores (modelos del fabricante o MF), incluyendo los rangos típicos para las ganancias, constantes de tiempo, valores límite y otros parámetros suministrados por el fabricante.

Se deben presentar los modelos de:

1. Sistema de excitación, sistema de regulación de tensión y limitadores;
2. Estabilizador del sistema de potencia (PSS);
3. Regulador de velocidad de la unidad de generación; y del Control Automático de Generación (AGC) de planta en caso de contar con este último.
4. Regulador de tensión de los compensadores síncronos y/o de los equipos automáticos de compensación reactiva, incluyendo su estabilizador POD²⁶.

Los modelos deben prepararse y entregarse en el formato del software que utiliza el COES con la información del fabricante (MF), los cuales, deben mostrar un comportamiento que cumpla los indicadores de desempeño²⁷. Este adecuado comportamiento de los controladores, previamente deben ser verificados mediante pruebas simuladas que disponga el software mencionado.

6.2 SIMULACIONES DE ESTABILIDAD

6.2.1. Estabilidad Transitoria

Este estudio se utiliza para: (i) identificar que los generadores mantengan el sincronismo frente a grandes perturbaciones en el sistema, (ii) determinar los tiempos

²⁶ POD: Power Oscillation Damping.

²⁷ Indicadores de desempeño: Sobreelevación (Overshooting) , Tiempo de subida (Rise time), y Tiempo de establecimiento (Settling time).

críticos de despeje de falla y (iii) determinar los tiempos de espera para recierre monofásico que mantenga estable la generación.

Para el caso de equipos de generación, como resultados del estudio, debe proporcionarse los modelos y ajustes teóricos de los reguladores de tensión (RT) y sus limitadores, que cumplan lo indicado en el párrafo anterior.

Para el caso de instalaciones de transmisión con equipos automáticos de compensación reactiva, como resultados del estudio, debe definir los modelos y ajustes de los sistemas de control.

Los modelos y ajustes teóricos obtenidos posteriormente serán homologados durante las Pruebas de Puesta en Servicio.

6.2.2. Estabilidad Permanente

Para las centrales de generación convencional el estudio debe determinar las características del modo local, intra-planta e inter-área de oscilación de la unidad o central, verificando que se tenga una respuesta amortiguada; de no ser así, se deberán buscar los ajustes adecuados de los controladores para conseguir su adecuado amortiguamiento. Como resultado del estudio, se debe presentar los ajustes teóricos de los reguladores de tensión (RT) y estabilizador del sistema de potencia (PSS) que cumpla con la respuesta amortiguada.

Para comprobar que los ajustes obtenidos sean robustos, se deberá realizarse simulaciones dinámicas con cambios de escalones de carga y fallas cercanas a la central, con la finalidad de verificar su adecuado amortiguamiento; de no conseguirlo, se deberá variar los ajustes de los controladores hasta conseguir la respuesta esperada.

En el caso de equipos automáticos de compensación reactiva, se debe determinar los ajustes referenciales

para las señales del estabilizador POD, los cuales serán verificados durante las Pruebas de Puesta en Servicio.

6.2.3. Estabilidad de Tensión

En el caso de demanda, se debe evaluar sus requerimientos de potencia reactiva, así como la capacidad de potencia reactiva del sistema disponible en el punto de conexión; así como, determinar la respuesta del sistema ante las diferentes condiciones de operación de la nueva carga. Se puede utilizar las curvas P-V y Q-V y en ninguna circunstancia la nueva carga debe poner en riesgo la estabilidad por tensión del sistema.

7. ESTUDIO DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES

Debe ser elaborado cumpliendo los lineamientos establecidos en la Nota Técnica “Criterios de Ajustes y Coordinación de los Sistemas de Protección del SEIN” y demostrar que los equipos de protección de las nuevas instalaciones coordinen con los ajustes de las protecciones de las instalaciones existentes ubicadas en la zona de influencia del proyecto.

8. ESTUDIO DE ARMÓNICOS

Estos estudios son requeridos cuando las instalaciones del Proyecto a conectar posean equipos basados en electrónica de potencia.

El objeto del estudio es demostrar que la instalación nueva ha sido diseñada considerando los dispositivos necesarios para minimizar el impacto de sus disturbios armónicos²⁸ sobre el sistema de potencia en el Punto de Conexión.

Para este estudio la red de transmisión se debe representar sin otras inyecciones armónicas que no sean aquellas de las nuevas instalaciones.

El modelamiento de las nuevas instalaciones se debe realizar considerando:

²⁸ Se refiere la distorsión armónica de la tensión y la inyección armónica de corrientes.

1. La inyección de corriente armónica equivalente²⁹;
2. Los filtros, con su modelo de detalle;
3. La representación de la carga pasiva (motores eléctricos y otras cargas lineales en el secundario de los transformadores conectados a la red de alta tensión); y
4. La red de distribución conectada en el secundario de los transformadores, si existiera. Como mínimo se puede utilizar un capacitor equivalente al sistema de distribución.

El modelo debe representar correctamente la respuesta de barrido en frecuencia, lo cual se hace extensivo a la respuesta de generadores, líneas y transformadores.

9. ESTUDIO DE TRANSITORIOS ELECTROMAGNÉTICOS

Se aplica en el caso que las nuevas instalaciones comprendan líneas de transmisión de gran longitud, de muy alta tensión, para instalación de reactores, capacitores o transformadores de potencia.

El estudio de transitorios electromagnéticos debe emplearse para los siguientes casos:

1. Cálculo del Inrush de Transformadores de gran potencia, para su adecuado ajuste de protecciones.
2. Determinar efectos transitorios de maniobras.
3. Detectar condiciones de resonancia y ferorresonancia.
4. Para verificar el adecuado ajuste de mando sincronizado.

Como resultado de estos estudios, la nueva instalación no deberá presentar efectos perjudiciales para la operación del SEIN, debiendo plantear la solución si se detectará algún efecto.

En caso necesario, dependiendo del tipo de proyecto, el COES puede solicitar otros análisis.

²⁹ Se debe explicar el cálculo de la inyección armónica equivalente a partir de las fuentes existentes en la planta.

10. ESTUDIO DE RESONANCIA SUBSÍNCRONA

El fenómeno de Resonancia Subsíncrona (RSS) se caracteriza por la interacción que puede existir entre el sistema de transmisión con bancos de capacitores serie y los sistemas de turbinas de centrales termoeléctricas y centrales no convencionales en una escala de frecuencias subsíncronas.

El estudio de RSS se aplica a los proyectos de incorporación de nuevas instalaciones del Sistema de Transmisión que posea compensación basada en bancos de capacitores serie y a los proyectos de nuevas instalaciones del sistema de transmisión que modifiquen la topología de las redes de 500 kV que posean o no compensación serie capacitiva. Para el caso de redes de 220 kV, es aplicable cuando el COES lo determine; y, para centrales de generación termoeléctrica y centrales no convencionales, cuando estén expuestas al riesgo del fenómeno de RSS, lo cual será determinado por el COES en el alcance del EO. Entiéndase por riesgo de RSS a la afectación de las unidades debido principalmente a la inestabilidad torsional.

El Gestor del Proyecto debe presentar un estudio de Resonancia Subsíncrona (RSS), cuyo contenido básico se describe a continuación.

10.1 OBJETO

Analizar el impacto que produce una nueva instalación en el riesgo de exposición al fenómeno de RSS de las unidades de generación de centrales termoeléctricas y centrales no convencionales conectadas al sistema de transmisión que se encuentran expuestas a este fenómeno, así como garantizar que la implementación de la nueva instalación no produzca el riesgo de RSS.

. La evaluación de riesgo de RSS se realiza a través de un análisis de barrido en frecuencia, de existir riesgo de RSS o incrementarse el mismo, se realizará a un nivel más detallado, considerando el análisis de simulaciones de EMT (*Electromagnetic Transients*).

10.2 METODOLOGÍA Y CRITERIOS

La metodología comprende inicialmente las técnicas de barrido en frecuencia utilizadas en el Estudio de Pre Operatividad correspondiente y se adicionan los análisis de simulaciones de EMT.

Las simulaciones de EMT se realizan seleccionando los casos más críticos (con riesgo de RSS) considerados en los análisis de barrido en frecuencia. Las simulaciones de EMT se realizan sobre un modelo equivalente reducido del SEIN que considere la red de transmisión del área de influencia del proyecto e incluya las unidades de generación de centrales termoeléctricas y centrales no convencionales conectadas al sistema de transmisión que estén expuestas al riesgo de RSS. Las simulaciones se realizan considerando fallas monofásicas en líneas de transmisión pertenecientes al área de influencia del proyecto.

Asimismo, se deberán integrar a los análisis de simulaciones de EMT los modelos dinámicos de las soluciones de mitigación de RSS correspondientes, acorde con las tecnologías de control utilizadas.

10.3 RESULTADOS DE LOS ESTUDIOS DE RSS

Los resultados de los estudios de RSS deben garantizar que el proyecto no produzca en ningún caso el fenómeno de RSS o aumente el riesgo de RSS respecto a la situación preexistente (sin el nuevo proyecto).

Por lo tanto, el proyecto deberá estar implementado de manera que no produzca el fenómeno de RSS o contenga el equipamiento necesario para evitarlo, lo cual es responsabilidad del Gestor del Proyecto.

11. PROTOCOLOS DE PRUEBAS EN FÁBRICA DE EQUIPOS

Con el fin de validar los parámetros utilizados en el EO, se deberá remitir al COES los protocolos de pruebas en fábrica de los equipos principales (transformadores de potencia, generadores, turbinas, equipos de compensación reactiva, entre otros).

12. PROCEDIMIENTOS DE MANIOBRAS

Se deberá presentar los procedimientos de maniobras para la puesta en servicio y para las intervenciones de las nuevas instalaciones, los cuales deberán presentarse en el formato establecido por el COES en su portal internet.

Para ello, todas las instalaciones del nuevo proyecto deben estar codificadas conforme al Anexo 1.

13. ESQUEMAS DE RECHAZO

Para el caso de Generadores, deberán tener implementado un relé de sobrefrecuencia para estar considerados en el “Esquema de Desconexión Automática de Generación por Sobre Frecuencia” (EDAGSF) del SEIN en cumplimiento del numeral 7.3 de la NTCOTR. Asimismo, informar los ajustes con los que ingresarán.

Para el caso de Cargas, deberán presentar una propuesta de su “Esquema de Rechazo Automático de Carga” (ERACMF) que implementarán a su ingreso en operación, que cumpla con los valores de magnitudes por escalones y ajustes de relés que establezca el Estudio de Rechazo Automático de Carga/Generación vigente del COES (ERACG), el cual se encuentra publicado en el portal de internet.

Se debe incluir además el cronograma de incorporación de carga del proyecto.

14. PLANOS Y DIAGRAMAS

Se debe presentar los siguientes planos:

14.1 LÍNEAS DE TRANSMISIÓN:

- Ruta de la línea con las coordenadas UTM WGS 84 de los vértices de la línea y subestaciones, así como el archivo Google Earth.
- Planos de silueta de las estructuras y de ensamble de la cadena de aisladores.

14.2 SUBESTACIONES:

- Planos de vista en planta y cortes (en formato AutoCAD).

- Diagramas unifilares de protección y medición, de las instalaciones a conectar al SEIN (en formato AutoCAD).
- Actualización de los diagramas unifilares de protección de las instalaciones asociadas al proyecto disponibles en el portal de internet del COES.
- Diagramas funcionales.
- Arquitectura del sistema de automatización y control.
- Esquema de comunicaciones y teleprotección.

15. ACTA DE TRANSFERENCIA DE INFORMACIÓN EN TIEMPO REAL

Para la aprobación del EO, se debe cumplir con entregar el “Acta de Transferencia de Información en Tiempo Real” al que se refieren los numerales 2.2 y 2.2.1 de la NTCOTR³⁰, y los numerales 2.1.1 y 2.1.2 de la NTIITR³¹.

El acta debe incluir el listado de señales, de las nuevas instalaciones, que serán enviadas en tiempo real a los Centros de Control del COES, señales que deben estar disponibles antes de la conexión para Pruebas de Puesta en Servicio de las nuevas instalaciones.

16. INFORME DE LOS SISTEMAS DE MEDICIÓN

El informe de los sistemas de medición debe incluir la siguiente información:

1. Ubicación de los medidores de energía.
2. Características de los componentes del sistema de medición (medidores de energía, transformadores de medición, sincronización y medios de comunicación)

³⁰ Norma Técnica de Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados

³¹ Norma Técnica para el Intercambio de Información en Tiempo Real para la Operación del SEIN

COES	PROCEDIMIENTO TÉCNICO DEL COES N° 20 “INGRESO, MODIFICACIÓN Y RETIRO DE INSTALACIONES EN EL SEIN”	ANEXO
ANEXO 4: REQUISITOS PARA LA INTEGRACIÓN DE INSTALACIONES AL SEIN		

1. OBJETO

Especificar las Pruebas de Puesta en Servicio que como mínimo corresponde realizar a cada tipo de instalación que se conecta al SEIN, la información que se requiere adjuntar a la solicitud de conexión y el contenido del informe de las respectivas pruebas.

2. PRUEBAS DE PUESTA EN SERVICIO

Las Pruebas de Puesta en Servicio se deberán realizar para cada etapa definida en el EO y según el tipo de instalación:

2.1 SUBESTACIONES

- Pruebas de relés de protección.

2.2 LÍNEAS DE TRANSMISIÓN:

- a) Pruebas de medición de parámetros de líneas, en caso de que la misma no pueda realizarse, se deberá remitir el informe con su sustento incluyendo el cálculo teórico de parámetros considerando las instalaciones As Built.
- b) Pruebas de relés de protección.
- c) Pruebas End-to-End.

2.3 EQUIPOS FACTS

- a) Pruebas de relés de protección.
- b) Pruebas de determinación de las curvas V-Q.
- c) Pruebas de homologación de los controladores, para equipos automáticos, detalladas en el Anexo 5.

2.4 CENTRALES DE GENERACIÓN CONVENCIONAL

- Pruebas de arranque y toma de carga.

- Pruebas de desconexión de generación a potencias parciales y a máxima generación. Estas pruebas estarán sujetas a las condiciones de operación.
- Pruebas de homologación de los controladores, detalladas en el Anexo 5.
- Pruebas de los relés de protección.
- Adicionalmente, en el caso de las centrales que operen en ciclo combinado, se deberán realizar las siguientes pruebas:
 - Desconexión de una unidad con Turbina de Gas.
 - Desconexión de la unidad Turbo Vapor.
 - Rechazo de generación del ciclo completo (cuando no active el esquema de rechazo por mínima frecuencia).
 - Pruebas de diferentes Modos de Operación.

2.5 CENTRALES DE GENERACIÓN NO CONVENCIONAL

- Pruebas de arranque y toma de carga, verificando las curvas PQ.
- Pruebas de homologación de los controladores, detalladas en el Anexo 5.
- Pruebas de los relés de protección.

2.6 SISTEMA DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ACTIVA

- Pruebas de eficiencia.
- Pruebas de homologación de los controladores, detalladas en el Anexo 5.
- Pruebas de los relés de protección.

3. AUTORIZACIÓN PARA PRUEBAS DE PUESTA EN SERVICIO

La solicitud de autorización de conexión para llevar a cabo las Pruebas de Puesta en Servicio debe adjuntar:

3.1 TITULAR DE LA INSTALACIÓN NO INTEGRANTE DEL COES

Cuando el Titular de la Instalación no sea integrante obligatorio del COES, la vigencia del poder de su representante legal,

expedida por los Registros Públicos, con una antigüedad no mayor a tres (03) meses, así como copia del documento de identidad del representante.

3.2 INSTALACIONES DE GENERACIÓN, TRANSMISIÓN O DISTRIBUCIÓN

Copia del título habilitante. En el caso de los supuestos señalados en el artículo 7 de la Ley de Concesiones Eléctricas, el Titular de la Instalación deberá presentar una declaración jurada firmada por su representante legal, respecto de que las instalaciones no requieren de título habilitante. La declaración jurada debe tener cargo de presentación al Ministerio de Energía y Minas y al OSINERGMIN.

3.3 DECLARACION JURADA DE USUARIOS LIBRES

En el caso de Usuarios Libres, una declaración jurada firmada por su representante legal, indicando su condición de Usuario Libre y su máxima demanda contratada en el SEIN.

3.4 CONFORMIDAD DE USO DE INSTALACIONES DE TERCEROS

La conformidad de terceros por el uso de sus instalaciones o convenio de conexión para la conexión otorgada por su titular o mandato de conexión otorgado por OSINERGMIN.

3.5 DECLARACIÓN JURADA DE PRUEBAS EN BLANCO FAVORABLES

Una declaración jurada firmada por el representante legal señalando haber realizado las pruebas en blanco de las instalaciones y que sus resultados fueron favorables.

3.6 SISTEMAS DE MEDICIÓN Y REGISTRO

Se debe remitir:

1. El diagrama unifilar con la ubicación de los medidores. La ubicación de dichos medidores debe estar de acuerdo con lo establecido en el Anexo 1.
2. Los protocolos de prueba y programación de los medidores de energía del proyecto.
3. Los datos y características técnicas de los transformadores de medida a los cuales se conecta el medidor de energía.

3.7 MANIOBRAS PARA PRUEBAS DE PUESTA EN SERVICIO

El procedimiento de maniobras para las Pruebas de Puesta en Servicio comprenderá lo siguiente:

- a) Procedimiento de maniobras para realizar la primera energización, aprobado en el Estudio de Operatividad.
- b) Programa de toma de carga de las instalaciones para la ejecución de las Pruebas de Puesta en Servicio, indicando horarios y magnitudes.
- c) Detalle de instalaciones que deben retirarse del servicio para ejecutar las pruebas.
- d) Diagrama unifilar simplificado de las subestaciones involucradas, en el cual se muestre los equipos de maniobras con su respectiva codificación.

3.8 MANIOBRAS PARA INTERVENCIONES

El procedimiento de maniobras para intervenciones, con la secuencia de conexión y desconexión de las instalaciones por actividades de mantenimiento u otras, elaborados de acuerdo con el formato publicado por el COES en su portal de internet.

3.9 INFORMACIÓN SOBRE SU CENTRO DE CONTROL

La siguiente información sobre su centro de control:

- a) Nombre del jefe del centro de control.
- b) Nombre de los supervisores y operadores de turno.
- c) Medios de comunicación de voz y datos disponible para la coordinación de la operación: línea telefónica directa de atención al CCO-COES (principal y de respaldo), línea telefónica dedicada (a solicitud del COES) y correo electrónico.

3.10 SUMINISTRADOR PARA DISTRIBUIDORES O USUARIOS LIBRES

En el caso de instalaciones de Usuarios Libres o de Distribuidores, el nombre de su suministrador, y acreditar que la fecha de inicio

de su suministro es anterior o igual a la fecha de inicio de sus Pruebas de Puesta en Servicio.

3.11 REMISIÓN DE LAS FICHAS TÉCNICAS

Las Fichas Técnicas preliminares de las instalaciones, cuyo contenido se encuentra detallado en el Apéndice A del presente Anexo.

3.12 PRUEBAS POR REALIZAR

El listado y descripción de las pruebas que se van a realizar.

3.13 IMPLEMENTACIÓN DE SEÑALES EN TIEMPO REAL

Haber implementado el equipamiento necesario para el envío de señales en tiempo real y cumplir con la transferencia de señales ICCP según los requisitos establecidos en la NTCOTR y en la NTIITR y al acta de conformidad respectiva aprobada. Asimismo, haber realizado satisfactoriamente las pruebas punto a punto para el envío de señales en tiempo real.

4. INFORME DE PRUEBAS DE PUESTA EN SERVICIO

4.1 INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN

El informe de Pruebas de Puesta en Servicio, requerido para la Conformidad de Integración al SEIN, debe contener lo siguiente:

- a) Resultados de medición de los parámetros de las líneas. Se debe incluir la medición de la impedancia de secuencia positiva, secuencia cero y acoplamiento mutuo, si existiera.
- b) Resultados de las pruebas End-to-End, aplicable a las líneas de transmisión que cuenten con esquemas de teleprotección o protección diferencial de línea. En estos resultados se debe verificar la operación del esquema de protección de la línea para diferentes tipos y ubicaciones de falla.
- c) Resultados de las pruebas de los relés de protección y de los esquemas especiales de protección instalados en las subestaciones.

- d) Ajustes "*as built*" de los relés de protección. Estos ajustes se deben entregar en el formato original del fabricante del relé.
- e) Las Fichas Técnicas definitivas, según el formato del Apéndice A del presente Anexo.

4.2 INSTALACIONES DE GENERACIÓN, EQUIPOS FACTS Y SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ACTIVA

El Informe de Pruebas de Puesta en Servicio, requerido para la Conformidad de Integración al SEIN, debe contener lo siguiente:

- a) Resultados de las pruebas de los relés de protección y de los esquemas especiales de protección y control instalados en las subestaciones.
- b) Ajustes "*as built*" de los relés de protección, en el formato original del fabricante del relé.
- c) Acta de pruebas de homologación, especificando las pruebas realizadas y la fecha de la culminación de su ejecución, en caso de que el COES hubiese participado en estas; o, declaración jurada de haber realizado las pruebas de homologación, especificando las pruebas realizadas y la fecha de la culminación de su ejecución, en caso de que el COES no hubiese participado en estas.
- d) Resultados de las pruebas de arranque para verificar el correcto funcionamiento de las instalaciones que conforman la central para sincronizarlas al SEIN e inyectar su energía eléctrica. En el caso de las CGC, las pruebas se realizan a las unidades de generación y, en el caso de las CGNC, a los aerogeneradores de las centrales eólicas, así como los inversores y los correspondientes paneles de las centrales solares fotovoltaicas.
- e) Resultados de toma de carga que permitan registrar el incremento gradual de potencia generada por las unidades de generación, los aerogeneradores y los inversores hasta la potencia que registre el medidor.

f) Fichas Técnicas definitivas, según el formato del Apéndice A del presente Anexo.

5. APÉNDICE A – FICHAS TÉCNICAS

FICHA TÉCNICA				
POR CENTRAL DE GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA				
1 DATOS GENERALES				
1.1	Empresa			
1.2	Central			
1.3	Fecha Inicio de Operación Comercial			
1.4	Empresa que opera la central			
2 DATOS DE LA CENTRAL				
2.1	Número de Unidades de Generación	2.1.1	Turbina Peltón	
		2.1.2	Turbina Francis	
		2.1.3	Turbina Kaplan	
		2.1.4	Turbina Turgo	
		2.1.5	Turbina StreamDiver	
2.2	Tipo de central			
2.3	Potencia efectiva de la central ⁽¹⁾			
2.4	Consumo de servicios auxiliares			
2.5	Caudal turbinado a potencia efectiva ⁽¹⁾			
2.6	Rendimiento a potencia efectiva			
2.7	Potencia Garantizada ⁽²⁾			
2.8	Potencia Mínima ⁽³⁾			
2.9	Concentración máxima de sólidos en suspensión para operar			
2.10	El costo variable incurrido por la presencia de sólidos en suspensión en el agua turbinada (CVSS)			
3 DATOS HIDRAULICOS				
3.1	Esquema hidráulico de la cuenca con sus datos principales			
3.2	Reservorio de regulación anual	3.2.1	Nombre	
		3.2.2	Volumen máximo de operación	[hm³]
		3.2.3	Volumen mínimo de operación	[hm³]
		3.2.4	Caudal máximo de descarga	[m³/s]
		3.2.5	Tiempo máximo de desplazamiento del agua entre la compuerta de descarga y la central o el siguiente emb	[h]
3.3	Reservorio de regulación estacional	3.3.1	Nombre	
		3.3.2	Volumen máximo de operación	[hm³]
		3.3.3	Volumen mínimo de operación	[hm³]
		3.3.4	Caudal máximo de descarga	[m³/s]
		3.3.5	Tiempo máximo de desplazamiento del agua entre la compuerta de descarga y la central o el siguiente emb	[h]
3.4	Reservorio de regulación semanal	3.4.1	Nombre	
		3.4.2	Volumen máximo de operación	[hm³]
		3.4.3	Volumen mínimo de operación	[hm³]
		3.4.4	Caudal máximo de descarga	[m³/s]
		3.4.5	Tiempo máximo de desplazamiento del agua entre la compuerta de descarga y la central o el siguiente emb	[m³/s]
3.5	Reservorio de regulación diario/horario	3.5.1	Nombre	
		3.5.2	Volumen máximo de operación	[hm³]
		3.5.3	Volumen mínimo de operación	[hm³]
		3.5.4	Caudal máximo de descarga	[m³/s]
		3.5.5	Tiempo máximo de desplazamiento del agua entre la compuerta de descarga y la central o el siguiente emb	[h]
3.6	Restricciones de caudal mínimo para regadío, agua potable y otros			
3.7	Restricciones de caudal máximo para regadío, agua potable y otros			
3.8	Reservorio de compensación: características técnicas			
3.9	Batimetría			
4 DATOS DEL SISTEMA ELÉCTRICO				
4.1	Diagramas unifilares de la central hasta la conexión al SEIN			
Nota: 1) Determinado según PR-18.				
2) Determinado según PR-26.				
3) Determinado según PR-04.				

FICHA TÉCNICA									
POR UNIDAD DE GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA									
1 DATOS GENERALES									
1.1	Empresa								
1.2	Central								
1.3	Código de la Unidad								
1.4	Fecha Inicio de Operación Comercial								
1.5	Arranque en negro (Black Start)								[Si/No]
1.6	Potencia	1.6.1	Efectiva ⁽¹⁾					[MW]	
		1.6.2	Nominal					[MW]	
		1.6.3	Mínima ⁽²⁾					[MW]	
	1.7	Tiempo	1.7.1	De Arranque ⁽³⁾					[min]
			1.7.2	De sincronización luego de una desconexión intempestiva					[min]
			1.7.3	Desde salir de sincronización hasta la parada					[min]
1.7.4			De arranque en negro (black start)					[min]	
1.7.5			Mínimo entre Arranques ⁽³⁾		1.7.5.1	Estado normal			[min]
			1.7.5.2	Estado de emergencia			[min]		
	1.7.6	Mínimo de Operación ⁽³⁾					[h]		
1.8	Rendimiento a potencia efectiva								[MW/m³/s]
1.9	Velocidad	1.9.1	Rampa de incremento de generación					[MW/min]	
		1.9.2	Rampa de disminución de generación					[MW/min]	
1.10	Regulador de velocidad de la máquina	1.10.1	Posee modo de control estatismo (droop)					[Si/No]	
		1.10.2	Posee modo de control síncrono (modo isla)					[Si/No]	
		1.10.3	Rango de ajuste de la banda muerta					[Hz]	
		1.10.4	Estatismo	1.10.4.1	Valor actual			[%]	
				1.10.4.2	Valor en sistemas aislados			[%]	
			1.10.4.3	Rango de variación			[%]		
2 TURBINA									
2.1	Tipo								
2.2	Fabricante								
2.3	Modelo								
2.4	Serie								
2.5	Año de Fabricación								
2.6	Potencia nominal								[MW]
2.7	Velocidad nominal de rotación								[rpm]
2.8	Caudal	2.8.1	Mínimo turbinable					[m³/s]	
		2.8.2	Máximo turbinable					[m³/s]	
2.9	Salto neto								[m]
2.10	Diagrama de Bloques del Sistema de Control Carga-Frecuencia. Indicando los valores de los parámetros: constante de inercia de la turbina, constante de tiempo del agua de la turbina, el ajuste del estatismo de la unidad de generación, y otros requeridos para los análisis dinámicos. ⁽⁴⁾								Archivo
3 GENERADOR ELÉCTRICO									
3.1	Fabricante								
3.2	Modelo								
3.3	Serie								
3.4	Año de Fabricación								
3.5	Potencia aparente								[MVA]
3.6	Número de polos								
3.7	Curva de capacidad real (MW-MVar) considerando todas las restricciones								Archivo
3.8	Capacidad de Generación Reactiva en Vacío								MVA r
3.9	Tensión	3.9.1	En buses de generación	3.9.1.1	Nominal			[kV]	
				3.9.1.2	Mínima			[kV]	
				3.9.1.3	Máxima			[kV]	
		3.9.2	Excitación	3.9.2.1	Mínima de excitación VDC			[V]	
				3.9.2.2	Máxima de excitación VDC			[V]	
		3.9.3	Servicios auxiliares	3.9.3.1	Mínima			[V]	
		3.9.3.2	Máxima			[V]			
3.10	Factor de Potencia								
3.11	Parámetros (reactancias y constantes de tiempo) y Constante de Inercia de los generadores, requeridos para realizar estudios de estado estacionario y dinámico.	3.11.1	Reactancia sincrónica de eje directo (Xd)					[p.u.]	
		3.11.2	Reactancia sincrónica de eje en cuadratura (Xq)					[p.u.]	
		3.11.3	Reactancia transitoria de eje directo (Xd')					[p.u.]	
		3.11.4	Reactancia transitoria saturada de eje directo (Xd'sat)					[p.u.]	
		3.11.5	Reactancia transitoria de eje cuadratura (Xq')					[p.u.]	
		3.11.6	Reactancia subtransitoria de eje directo (Xd'')					[p.u.]	
		3.11.7	Reactancia subtransitoria saturada de eje directo (Xd''sat)					[p.u.]	
		3.11.8	Reactancia subtransitoria de eje cuadratura (Xq'')					[p.u.]	
		3.11.9	Cte. tiempo transitoria de eje directo en cortocircuito (Td')					[s]	
		3.11.10	Cte. tiempo transitoria de eje cuadratura en cortocircuito (Tq')					[s]	
		3.11.11	Cte. tiempo subtransitoria de eje directo en cortocircuito (Td'')					[s]	
		3.11.12	Cte. tiempo subtransitoria eje en cuadratura en cortocircuito (Tq'')					[s]	
		3.11.13	Cte. tiempo transitoria de eje directo a circuito abierto (Tdo')					[s]	
		3.11.14	Cte. tiempo transitoria de eje en cuadratura a circuito abierto (Tqo')					[s]	
		3.11.15	Cte. tiempo subtransitoria de eje directo a circuito abierto (Tdo'')					[s]	
		3.11.16	Cte. tiempo subtransitoria eje en cuadratura a circuito abierto (Tqo'')					[s]	
		3.11.17	Constante de inercia del conjunto maquina electrica, excitatriz y turbina (H)					[s]	
		3.11.18	Resistencia del estator sec. Positiva (Ra)					[p.u.]	
		3.11.19	Reactancia de secuencia negativa (X2)					[p.u.]	
		3.11.20	Resistencia de secuencia negativa (R2)					[p.u.]	
3.11.21	Reactancia de secuencia cero (X0)					[p.u.]			
3.11.22	Resistencia de secuencia cero (R0)					[p.u.]			
3.11.23	Reactancia de dispersión					[p.u.]			
3.11.24	SG(1.0)					[p.u.]			
3.11.25	SG(1.2)					[p.u.]			
3.11.26	Cte. tiempo de la componente de segundo armónico de cortocircuito (Ta)					[s]			
3.11.27	Corriente de excitación en vacío a tensión 1.0 p.u.					[p.u.]			
3.11.28	Corriente de excitación en vacío a tensión 1.2 p.u.					[p.u.]			
3.11.29	Resistencia de neutro					[ohm]			
3.11.30	Reactancia de neutro					[ohm]			
3.12	Diagramas de Bloques del Sistema de Excitación y Regulación de Tensión y Estabilizador de Sistemas de Potencia, así como los limitadores de sobre y subexcitación. Indicando los valores de los parámetros de ganancias y constantes de tiempo, límites y otros requeridos para los análisis transitorios. ⁽⁴⁾								Archivo
Nota: 1) Determinado según PR-18. 2) Determinado según PR-04. 3) Determinado según Procedimiento para la Supervisión de los Parámetros de las Inflexibilidades Operativas de las Unidades de Generación del SEIN. 4) Adjuntar el Archivo PowerFactory DigSILENT (*.pfd) con el Modelo de bloques(Indicando los parámetros)									

FICHA TÉCNICA

POR CENTRAL DE GENERACIÓN TERMOELÉCTRICA

1 DATOS GENERALES							
1	1.1	Empresa					
	1.2	Central					
	1.3	Número de unidades de generación	1.3.1	Turbina de gas			
			1.3.2	Turbina de vapor			
			1.3.3	Motor reciprocante			
	1.4	Potencia Efectiva Contratada ⁽¹⁾				[MW]	
	1.5	Potencia Adjudicada ⁽²⁾				[MW]	
1.6	Número de Modos de Operación						
1.7	Empresa que opera la central						
2 COMBUSTIBLES							
2	2.1	Combustibles líquidos	2.1.1	Tipo de Combustible			
				2.1.1.1	Capacidad de almacenamiento de la central	[m ³]	
				2.1.1.2	Poder calorífico inferior (PCI)	[kJ/kg]	
				2.1.1.3	Poder calorífico superior (PCS)	[kJ/kg]	
				2.1.1.4	Densidad	[kg/l]	
				2.1.1.5	Costo de combustible (Ex planta)	[\$/l]	
				2.1.1.6	Costo de transporte de combustible	[\$/l]	
				2.1.1.7	Costo de tratamiento mecánico de combustible	[\$/l]	
				2.1.1.8	Costo de tratamiento químico de combustible	[\$/l]	
				2.1.1.9	Costo financiero	[\$/l]	
				2.1.1.10	Impuestos que no generan crédito fiscal	[\$/l]	
				2.1.1.11	Mermas	[\$/l]	
	2.1.1.12	Costo Total Combustible ⁽³⁾	[\$/l]				
	2.2	Combustibles sólidos	2.2.1	Tipo de Combustible			
				2.2.1.1	Capacidad de almacenamiento de la central	[tn]	
				2.2.1.2	Poder calorífico inferior (PCI)	[kJ/kg]	
				2.2.1.3	Poder calorífico superior (PCS)	[kJ/kg]	
				2.2.1.4	Costo de combustible (Ex planta)	[\$//kg]	
				2.2.1.5	Costo de seguros y fletes marítimos	[\$//kg]	
				2.2.1.6	Costo de aduanaje y desaduanaje	[\$//kg]	
				2.2.1.7	Costos de embarque, desembarque y fletes terrestres	[\$//kg]	
				2.2.1.8	Costo financiero	[\$//kg]	
				2.2.1.9	Impuestos que no generan crédito fiscal	[\$//kg]	
				2.2.1.10	Mermas	[\$//kg]	
				2.2.1.11	Costo Total Combustible ⁽³⁾	[\$//kg]	
	2.3	Combustibles gaseosos	2.3.1	Tipo de Combustible			
				2.3.1.1	Poder calorifico inferior (PCI)	[kJ/m ³]	
2.3.1.2				Poder calorifico superior (PCS)	[kJ/m ³]		
2.3.1.3	Costo Total Combustible ⁽³⁾	[\$//GJ]					
3 DATOS DEL SISTEMA ELÉCTRICO							
3.1	Diagramas unifilares de la central hasta la conexión al SEIN				Archivo		
Nota: 1) Solo Centrales de Reserva Fría							
2) Solo Centrales del Nodo Energético							
3) Determinado según PR-31.							

FICHA TÉCNICA										
POR UNIDAD DE GENERACIÓN TERMOELÉCTRICA										
1 DATOS GENERALES										
1.1	Empresa									
1.2	Central									
1.3	Unidad									
1.4	Arranque en negro (Black Start)								[Si/No]	
1.5	Potencia Nominal								[MW]	
1.6	Fecha Inicio de Operación Comercial									
2 MOTOR PRIMO										
2.1	Tecnología									
2.2	Fabricante									
2.3	Modelo									
2.4	Serie									
2.5	Año de Fabricación									
2.6	Potencia nominal								[MW]	
2.7	Condiciones ambientales de la potencia nominal		2.7.1	Temperatura				[°C]		
			2.7.2	Presión				[kPa]		
			2.7.3	Humedad Relativa				[%]		
2.8	Velocidad nominal de rotación							[rpm]		
2.9	Regulador de velocidad de la máquina		2.9.1	Posee modo de control estatismo (droop)				[Si/No]		
			2.9.2	Posee modo de control síncrono (modo isla)				[Si/No]		
			2.9.3	Rango de ajuste de la banda muerta				[Hz]		
			2.9.4	Estatismo		2.9.4.1	Valor actual		[%]	
						2.9.4.2	Valor en sistemas aislados		[%]	
2.9.4.3	Rango de variación					[%]				
2.10	Diagrama de Bloques del Sistema de Control Carga-Frecuencia. Indicando los valores de los parámetros: constante de inercia de la turbina, el ajuste del estatismo de la unidad de generación, y otros requeridos para los análisis transitorios. ⁽¹⁾								Archivo	
3 GENERADOR ELÉCTRICO										
3.1	Fabricante									
3.2	Modelo									
3.3	Serie									
3.4	Año de Fabricación									
3.5	Potencia Aparente								[MVA]	
3.6	Factor de Potencia									
3.7	Velocidad nominal de rotación								[rpm]	
3.8	Número de polos									
3.9	Curva de capacidad real (MW-MVar) considerando restricciones								Archivo	
3.10	Capacidad de Generación Reactiva en Vacío								MVA r	
3.11	Tensión		3.11.1	En bornes de generación	3.11.1.1	Nominal		[kV]		
					3.11.1.2	Mínima		[kV]		
					3.11.1.3	Máxima		[kV]		
			3.11.2	Excitación	3.11.2.1	Mínima de excitación VDC		[V]		
					3.11.2.2	Máxima de excitación VDC		[V]		
3.11.3	Servicios Auxiliares	3.11.3.1	Mínima		[V]					
				3.11.3.2	Máxima		[V]			
3.12	Parámetros (reactancias y constantes de tiempo) y Constante de Inercia de los generadores, requeridos para realizar estudios de estado estacionario y dinámico.		3.12.1	Reactancia sincrónica de eje directo (Xd)				[p.u.]		
			3.12.2	Reactancia sincrónica de eje en cuadratura (Xq)				[p.u.]		
			3.12.3	Reactancia transitoria de eje directo (Xd')				[p.u.]		
			3.12.4	Reactancia transitoria saturada de eje directo (Xd'sat)				[p.u.]		
			3.12.5	Reactancia transitoria de eje cuadratura (Xq')				[p.u.]		
			3.12.6	Reactancia subtransitoria de eje directo (Xd'')				[p.u.]		
			3.12.7	Reactancia subtransitoria saturada de eje directo (Xd''sat)				[p.u.]		
			3.12.8	Reactancia subtransitoria de eje cuadratura (Xq'')				[p.u.]		
			3.12.9	Cte. tiempo transitoria de eje directo en cortocircuito (Td')				[s]		
			3.12.10	Cte. tiempo transitoria de eje cuadratura en cortocircuito (Tq')				[s]		
			3.12.11	Cte. tiempo subtransitoria de eje directo en cortocircuito (Td'')				[s]		
			3.12.12	Cte. tiempo subtransitoria eje en cuadratura en cortocircuito (Tq'')				[s]		
			3.12.13	Cte. tiempo transitoria de eje directo a circuito abierto (Tdo')				[s]		
			3.12.14	Cte. tiempo transitoria de eje en cuadratura a circuito abierto (Tqo')				[s]		
			3.12.15	Cte. tiempo subtransitoria de eje directo a circuito abierto (Tdo'')				[s]		
			3.12.16	Cte. tiempo subtransitoria eje en cuadratura a circuito abierto (Tqo'')				[s]		
			3.12.17	Constante de inercia del conjunto maquina electrica, excitatriz y turbina (H)				[s]		
			3.12.18	Resistencia del estator sec. Positiva (Ra)				[p.u.]		
			3.12.19	Reactancia de secuencia negativa (X2)				[p.u.]		
			3.12.20	Resistencia de secuencia negativa (R2)				[p.u.]		
			3.12.21	Reactancia de secuencia cero (X0)				[p.u.]		
			3.12.22	Resistencia de secuencia cero (R0)				[p.u.]		
			3.12.23	Reactancia de dispersión				[p.u.]		
			3.12.24	SG(1.0)				[p.u.]		
			3.12.25	SG(1.2)				[p.u.]		
			3.12.26	Cte. tiempo de la componente de segundo armónico de cortocircuito (Ta)				[s]		
			3.12.27	Corriente de excitación en vacío a tensión 1.0 p.u.				[p.u.]		
			3.12.28	Corriente de excitación en vacío a tensión 1.2 p.u.				[p.u.]		
			3.12.29	Resistencia de neutro				[ohm]		
			3.12.30	Reactancia de neutro				[ohm]		
3.13	Diagramas de Bloques del Sistema de Excitación y Regulación de Tensión y Estabilizador de Sistemas de Potencia, así como los limitadores de sobre y subexcitación. Indicando los valores de los parámetros de ganancias y constantes de tiempo, límites y otros requeridos para los análisis transitorios. ⁽¹⁾								Archivo	
Nota: 1) Adjuntar el Archivo PowerFactory DigSILENT (*.pfd) con el Modelo de bloques(Indicando los parámetros).										

FICHA TÉCNICA									
POR GENERADOR DE VAPOR TÉRMICO									
1 DATOS GENERALES									
1.1		Empresa							
1.2		Central							
2 GENERADOR DE VAPOR (CALDERO O HRSG)									
2.1		Nombre							
2.2		Turbina(s) de vapor asociada							
2.3		Fabricante							
2.4		Modelo							
2.5		Serie							
2.6		Año de Fabricación							
2.7		Tipo							
2.8		2.8.1		Presión		2.8.1.1		Alta	[kPa]
						2.8.1.2		Media	[kPa]
				2.8.1.3		Baja	[kPa]		
		2.8.2		Temperatura		2.8.2.1		Alta	[°C]
						2.8.2.2		Media	[°C]
						2.8.2.3		Baja	[°C]
2.9		Capacidad						[kg/h]	

FICHA TÉCNICA									
POR MODO DE OPERACIÓN TERMOLÉCTRICO									
1 DATOS GENERALES									
1.1	Empresa								
1.2	Central								
1.3	Modo de Operación								
1.4	Fecha de ingreso al SEIN								
2 DATOS OPERATIVOS									
2.1	Potencia	2.1.1	Efectiva ⁽¹⁾					[MW]	
		2.1.2	Mínima ⁽²⁾					[MW]	
2.2	Velocidad	2.2.1	Rampa de incremento de generación ⁽³⁾	2.2.1.1	Arranque 1			[MW/min]	
				2.2.1.2	Arranque 2			[MW/min]	
				2.2.1.3	Arranque 3			[MW/min]	
				2.2.1.4	Arranque 4			[MW/min]	
				2.2.1.5	Arranque 5			[MW/min]	
		2.2.2	Rampa de disminución de generación					[MW/min]	
2.3	Tiempo	2.3.1	De Arranque ⁽³⁾⁽⁴⁾	2.3.1.1	Arranque 1			[min]	
				2.3.1.2	Arranque 2			[min]	
				2.3.1.4	Arranque 3			[min]	
				2.3.1.5	Arranque 4			[min]	
				2.3.1.6	Arranque 5			[min]	
		2.3.2	Desde la sincronización hasta generación mínima técnica ⁽⁵⁾	2.3.2.1	Arranque 1			[min]	
				2.3.2.2	Arranque 2			[min]	
				2.3.2.3	Arranque 3			[min]	
				2.3.2.4	Arranque 4			[min]	
				2.3.2.5	Arranque 5			[min]	
		2.3.3	Desde generación mínima técnica hasta potencia efectiva					[min]	
		2.3.4	De sincronización luego de una desconexión intempestiva					[min]	
		2.3.5	Desde generación mínima técnica hasta salir de sincronización					[min]	
		2.3.6	Desde salir de sincronización hasta la parada					[min]	
		2.3.7	De arranque en negro (black start)					[min]	
		2.3.8	Mínimo entre Arranques ⁽⁶⁾	2.3.8.1	Estado normal			[min]	
				2.3.8.2	Estado de emergencia			[min]	
		2.3.9	De rearraque despues de una falla en el proceso de arranque (antes de la sincronización)					[min]	
		2.3.10	Mínimo de Operación ⁽⁴⁾					[h]	
2.4	Combustible	2.4.1	Tipo de combustible	2.4.1.1	Principal				
				2.4.1.2	Alternativo				
		2.4.2	Consumo en rampa de incremento de generación	2.4.2.1	Desde el arranque hasta sincronización ⁽⁵⁾	2.4.2.1.1	Arranque 1	[l, kg, m³]	
						2.4.2.1.2	Arranque 2	[l, kg, m³]	
						2.4.2.1.3	Arranque 3	[l, kg, m³]	
						2.4.2.1.4	Arranque 4	[l, kg, m³]	
						2.4.2.1.5	Arranque 5	[l, kg, m³]	
				2.4.2.2	Desde la sincronización hasta generación mínima técnica ⁽⁵⁾	2.4.2.2.1	Arranque 1	[l, kg, m³]	
						2.4.2.2.2	Arranque 2	[l, kg, m³]	
						2.4.2.2.3	Arranque 3	[l, kg, m³]	
						2.4.2.2.4	Arranque 4	[l, kg, m³]	
						2.4.2.2.5	Arranque 5	[l, kg, m³]	
				2.4.2.3	Desde el arranque hasta sincronización (Alternativo) ⁽⁶⁾	2.4.2.3.1	Arranque 1	[l, kg, m³]	
						2.4.2.3.2	Arranque 2	[l, kg, m³]	
						2.4.2.3.3	Arranque 3	[l, kg, m³]	
						2.4.2.3.4	Arranque 4	[l, kg, m³]	
						2.4.2.3.5	Arranque 5	[l, kg, m³]	
				2.4.2.4	Desde la sincronización hasta generación mínima técnica (Alternativo) ⁽⁵⁾	2.4.2.4.1	Arranque 1	[l, kg, m³]	
						2.4.2.4.2	Arranque 2	[l, kg, m³]	
						2.4.2.4.3	Arranque 3	[l, kg, m³]	
						2.4.2.4.4	Arranque 4	[l, kg, m³]	
						2.4.2.4.5	Arranque 5	[l, kg, m³]	
		2.4.3	Consumo en rampa de disminución de generación	2.4.3.1	Desde generación mínima técnica hasta salir de sincronización			[l, kg, m³]	
				2.4.3.2	Desde salir de sincronización hasta la parada			[l, kg, m³]	
				2.4.3.3	Desde generación mínima técnica hasta salir de sincronización (Alternativo)			[l, kg, m³]	
		2.5	Energía producida	2.5.1	Desde la sincronización hasta generación mínima técnica ⁽⁵⁾	2.5.1.1	Arranque 1	[kWh]	
						2.5.1.2	Arranque 2	[kWh]	
						2.5.1.3	Arranque 3	[kWh]	
						2.5.1.4	Arranque 4	[kWh]	
						2.5.1.5	Arranque 5	[kWh]	
		2.5.2	Desde generación mínima técnica hasta salir de sincronización					[kWh]	
2.6	Costos	2.6.1	Costo Variable Combustible ⁽⁶⁾⁽⁸⁾					[\$/kWh]	
		2.6.2	Costo Variable No Combustible ⁽⁶⁾	2.6.2.1	Costo Variable No Combustible (CVNC)			[\$/kWh]	
				2.6.2.2	Costo Variable de Operación No Combustible (CVONC)			[\$/kWh]	
				2.6.2.3	Costo Variable de Mantenimiento (CVM)			[\$/kWh]	
2.6.3	Costo de Mantenimiento por arranque-parada (CMarr)					[\$/Arranq]			
2.7	Consumo de servicios auxiliares							[kW]	
2.8	Curva de Consumo ⁽⁴⁾	2.8.1	Potencia	2.8.1.1	Efectiva			[MW]	
				2.8.1.2	Potencia Intermedia 1			[MW]	
				2.8.1.3	Potencia Intermedia 2			[MW]	
				2.8.1.4	Potencia Intermedia 3			[MW]	
				2.8.1.5	Generación Mínima Técnica			[MW]	
		2.8.2	Consumo Combustible	2.8.2.1	Consumo Combustible Potencia Efectiva			[l, kg, m³]/h	
				2.8.2.2	Consumo Combustible Potencia Intermedia 1			[l, kg, m³]/h	
				2.8.2.3	Consumo Combustible Potencia Intermedia 2			[l, kg, m³]/h	
				2.8.2.4	Consumo Combustible Potencia Intermedia 3			[l, kg, m³]/h	
				2.8.2.5	Consumo Combustible Generación Mínima Técnica			[l, kg, m³]/h	
		2.8.3	Rendimiento	2.8.3.1	Rendimiento Potencia Efectiva			[kWh/(l, kg, m³)]	
				2.8.3.2	Rendimiento Potencia Intermedia 1			[kWh/(l, kg, m³)]	
				2.8.3.3	Rendimiento Potencia Intermedia 2			[kWh/(l, kg, m³)]	
				2.8.3.4	Rendimiento Potencia Intermedia 3			[kWh/(l, kg, m³)]	
				2.8.3.5	Rendimiento Generación Mínima Técnica			[kWh/(l, kg, m³)]	
		2.8.4	Consumo Especifico de Calor	2.8.4.1	Consumo Especifico de Calor Potencia Efectiva			[kJ/kWh]	
				2.8.4.2	Consumo Especifico de Calor Potencia Intermedia 1			[kJ/kWh]	
				2.8.4.3	Consumo Especifico de Calor Potencia Intermedia 2			[kJ/kWh]	
				2.8.4.4	Consumo Especifico de Calor Potencia Intermedia 3			[kJ/kWh]	
				2.8.4.5	Consumo Especifico de Calor Generación Mínima Técnica			[kJ/kWh]	
Nota: 1) Determinado según PR-17. 2) Determinado según PR-04. 3) Tipo de arranque definidos por el Generador (arranque en frío, en intermedio, en caliente, etc.). En los casos que se tiene 1 solo arranque se ingresará la respectiva información en el campo Arranque 1 y se dejará los demás campos en vacío. 4) Determinado según Procedimiento para la Supervisión de los Parámetros de las Inflexibilidades Operativas de las Unidades de Generación del SEIN. 5) Determinado según PR-31. 6) Considerando el Consumo Especifico de Calor Potencia Efectiva.									

FICHA TÉCNICA			
POR CENTRAL EÓLICA			
1 DATOS GENERALES			
1.1	Empresa		
1.2	Central		
1.3	Fecha de Inicio de Operación Comercial		
1.4	Empresa que Opera la Central		
2 DATOS DE LA CENTRAL			
2.1	Potencia aparente bruta (debe incluir toda la compensación de reactiva de la central)	[MVA]	
2.2	Potencia nominal de la central	[MW]	
2.3	Número total de aerogeneradores		
2.4	Horas de utilización equivalentes a plena potencia referidas al periodo anual	[h]	
2.5	Horas de utilización equivalentes a plena potencia mes a mes (% con respecto al año)	[%]	
2.6	Sistema de control a nivel de la central		
2.7	Control de tensión	[Si/No]	
2.8	Control de frecuencia	[Si/No]	
2.9	Nivel de media tensión	[kV]	
2.10	Intensidad de cortocircuito aportada por la central para un cortocircuito en el punto de conexión a la ted de trans	[A]	
2.11	Energía anual comprometida con el estado	[GWh]	
2.12	Diagrama unifilar de la central hasta la conexión al SEIN	Archivo	

FICHA TÉCNICA											
POR COMPONENTES DE CENTRAL EÓLICA											
1 DATOS GENERALES											
1.1	Empresa										
1.2	Central										
2 AEROGENERADOR											
2.1	General	2.1.1	Fabricante								
		2.1.2	Modelo								
		2.1.3	Tecnología								
		2.1.4	Potencia activa nominal						[kW]		
		2.1.5	Potencia aparente nominal						[kVA]		
		2.1.6	Tensión nominal						[kV]		
		2.1.7	Curva de capacidad						Archivo	Archivo	
		2.1.8	Curva de potencia - velocidad del viento en el punto de conexión de red						Archivo	Archivo	
		2.1.9	Velocidad nominal de viento						[m/s]		
		2.1.10	Velocidad mínima del viento para la conexión						[m/s]		
		2.1.11	Velocidad máxima del viento para la desconexión						[m/s]		
2.2	Rotor	2.2.1	Diámetro						[m]		
		2.2.2	Área barrida						[m²]		
		2.2.3	Número de palas								
		2.2.4	Posición								
		2.2.5	Velocidad nominal						[rpm]		
		2.2.6	Rango de velocidades						[rpm]		
		2.2.7	Longitud de palas						[m]		
2.3	Generador	2.3.1	Fabricante								
		2.3.2	Tipo								
		2.3.3	Potencia nominal						[kW]		
		2.3.4	Potencia aparente						[kVA]		
		2.3.5	Velocidad nominal						[rpm]		
		2.3.6	Rango de velocidades						[rpm]		
		2.3.7	Tensión nominal						[V]		
		2.3.8	Frecuencia						[Hz]		
		2.3.9	Deslizamiento nominal								
		2.3.10	Temperatura de operación						[°C]		
		2.3.11	Curva de potencia								
2.4	Convertidor	2.4.1	Fabricante								
		2.4.2	Tipo								
		2.4.3	Versión de software								
		2.4.4	Nivel de tensión						[V]		
		2.4.5	Potencia aparente nominal						[kVA]		
2.5	Sistema de Control	2.5.1	Sistema de control del aerogenerador	2.5.1.1	Modelo matemático de control de velocidad				Archivo	Archivo	
				2.5.1.2	Modelo matemático de control de frecuencia (inversor)				Archivo	Archivo	
				2.5.1.3	Modelo matemático de control de tensión				Archivo	Archivo	
2.6	Otros datos de interés	2.6.1	Ajuste de las protecciones	2.6.1.1	Tipo						
						2.6.1.2	Rango	2.6.1.2.1	Sobretensión	[V]	
								2.6.1.2.2	Subtensión	[V]	
								2.6.1.2.3	Sobrefrecuencia	[Hz]	
								2.6.1.2.4	Subfrecuencia	[Hz]	
3 CENTROS DE TRANSFORMACIÓN											
3.1	Transformador del aerogenerador	3.1.1	Fabricante								
		3.1.2	Tipo								
		3.1.3	Tensión						[V]		
		3.1.4	Relación de transformación								
		3.1.5	Grupo de conexión								
		3.1.6	Potencia aparente nominal						[kVA]		
		3.1.7	Tensión de cortocircuito						[%]		
3.2	Celdas de media tensión	3.2.1	Fabricante								
		3.2.2	Tipo								
4 RED DE MEDIA TENSIÓN											
4.1	Nivel de tensión								[kV]		
4.2	Número de circuitos										
4.3	Longitud								[km]		
4.4	Conductor [Aluminio/Cobre]										
4.5	Sección										
4.6	Tipo de aislamiento										
4.7	Tensión de aislamiento								[kV]		
4.8	Características eléctricas	4.8.1	Resistencia						[Ω]		
		4.8.2	Reactancia						[Ω]		
		4.8.3	Susceptancia						[μS]		
5 SUBESTACIÓN											
5.1	Transformador colector	5.1.1	Fabricante								
		5.1.2	Tipo								
		5.1.3	Tensión						[kV]		
		5.1.4	Relación de transformación								
		5.1.5	Grupo de Conexión								
		5.1.6	Potencia aparente nominal						[kVA]		
		5.1.7	Tensión de cortocircuito						[%]		
		5.1.8	Regulación	5.1.8.1	Ubicación (primario/secundario)						
				5.1.8.2	Tipo de regulación (carga/vacío)						
				5.1.8.3	Regulación automática (sí/no)				[Sí/No]		
				5.1.8.4	Número de tomas						
5.1.8.5	Rango de variación				[%]						
5.2	Celdas de media tensión	5.2.1	Fabricante								
5.3	Compensación reactiva	5.2.2	Tipo								
		5.3.1	Tipo de compensación (Estática/Dinámica)								
			5.3.2	Compensación estática	5.3.2.1	Potencia reactiva instalada				[kVar]	
					5.3.2.2	Número de escalones					
		5.3.2.3	Tipo de control								
		5.3.3	Compensación dinámica	5.3.3.1	Tecnología						
				5.3.3.2	Potencia reactiva instalada				[kVar]		
5.3.3.3	Modo de control										

FICHA TÉCNICA				
POR CENTRAL SOLAR FOTOVOLTAICA				
1	DATOS GENERALES			
1.1	Empresa			
1.2	Central			
1.3	Fecha de Inicio de Operación Comercial			
1.4	Empresa que Opera la Central			
2	DATOS DE LA CENTRAL			
2.1	Potencia aparente bruta (debe incluir toda la compensación de reactiva de la central)		[MVA]	
2.2	Potencia nominal de la central		[MW]	
2.3	Número total de módulos			
2.4	Número total de inversores			
2.5	Tecnología del seguimiento del sol (fijos o móviles de un eje horizontal, de un eje inclinado o de dos ejes)			
2.6	Distribución de los módulos de paneles solares			
2.7	Horas de utilización equivalentes a plena potencia referidas al periodo anual		[h]	
2.8	Horas de utilización equivalentes a plena potencia mes a mes (% con respecto al año)		[%]	
2.9	Curva del diagrama de generación para días típicos de cada mes en un año		Archivo	
2.10	Pendientes máximas de variación de la irradiación			
2.11	Curva potencia/irradiación			
2.12	Sistema de control de la central	2.11.1 Control de tensión	[Si/No]	
		2.11.2 Control de frecuencia	[Si/No]	
2.13	Nivel de media tensión		[kV]	
2.14	Intensidad de cortocircuito aportada por la central para un cortocircuito en el punto de conexión a la red de tran		[A]	
2.15	Energía anual comprometida con el estado		[GWh]	
2.16	Diagrama unifilar de la central hasta la conexión al SEIN		Archivo	

FICHA TÉCNICA								
POR COMPONENTES DE CENTRAL SOLAR FOTOVOLTAICA								
1 DATOS GENERALES								
1.1	Empresa							
1.2	Central							
2 MÓDULO								
2.1	Fabricante							
2.2	Modelo							
2.3	Tecnología							
2.4	Potencia activa nominal, Pn			[kW]				
2.5	Potencia aparente nominal, Sn			[kVA]				
2.6	Curva de potencia reactiva en función de la potencia activa			Archivo	Archivo			
2.7	Temperatura de operación			[°C]				
2.8	Coeficiente de temperatura			[%/°C]				
3 INVERSOR								
3.1	General	3.1.1	Fabricante					
		3.1.2	Modelo					
		3.1.3	Tecnología					
		3.1.4	Rendimiento		[%]			
		3.1.5	Nivel de potencia de arranque y parada		[kW]			
3.2	Parámetros de entrada	3.2.1	Rango de tensión para el seguimiento del punto de máxima potencia		[V]			
		3.2.2	Tensión continua máxima admisible		[V]			
		3.2.3	Corriente continua máxima admisible		[A]			
		3.2.4	Pico máximo de potencia		[kWp]			
3.3	Parámetros de salida	3.3.1	Potencia aparente nominal		[kVA]			
		3.3.2	Potencia activa nominal		[kW]			
		3.3.3	Tensión de operación alterna		[V]			
		3.3.4	Numero de fases [monofásico/trifásico]					
		3.3.5	Frecuencia		[Hz]			
		3.3.6	Factor de distorsión de la tensión		[%]			
3.4	Sistema de control	3.4.1	Versión del software		[%]			
		3.4.2	Control de la inversión (continua/alterna)					
		3.4.3	Control del factor de potencia					
		3.4.4	Frecuencia de conmutación		[kHz]			
		3.4.5	Metodología para el seguimiento del punto máxima potencia					
		3.4.6	Restablecimiento automático por tensión y frecuencia fuera de los límites					
		3.4.7	Sincronismo con la red					
		3.4.8	Protección contra funcionamiento en isla y falla de aislamiento de conexión a tierra del campo fotovoltaico					
3.5	Ajuste de las protecciones	3.5.1	Tipo					
		3.5.2	Rango	3.5.2.1	Sobretensión	[V]		
				3.5.2.2	Subtensión	[V]		
				3.5.2.3	Sobrefrecuencia	[Hz]		
				3.5.2.4	Subfrecuencia	[Hz]		
4 CENTRO DE TRANSFORMACIÓN								
4.1	Tableros de corriente continua							
4.2	Transformador del aerogenerador	4.2.1	Fabricante					
		4.2.2	Tipo					
		4.2.3	Tensión		[V]			
		4.2.4	Relación de transformación					
		4.2.5	Grupo de conexión					
		4.2.6	Potencia aparente nominal		[kVA]			
		4.2.7	Tensión de cortocircuito		[%]			
4.3	Celdas de media tensión	4.3.1	Fabricante					
		4.3.2	Tipo					
5 RED DE MEDIA TENSIÓN								
5.1	Nivel de tensión			[kV]				
5.2	Número de circuitos							
5.3	Longitud			[km]				
5.4	Conductor [Aluminio/cobre]							
5.5	Sección							
5.6	Tipo de aislamiento							
5.7	Tensión de aislamiento							
5.8	Características eléctricas	5.8.1	Resistencia		[Ω]			
		5.8.2	Reactancia		[Ω]			
		5.8.3	Susceptancia		[μS]			
6 SUBESTACIÓN								
6.1	Transformador colector	6.1.1	Fabricante					
		6.1.2	Tipo					
		6.1.3	Tensión		[kV]			
		6.1.4	Relación de transformación					
		6.1.5	Grupo de conexión					
		6.1.6	Potencia aparente nominal		[kVA]			
		6.1.7	Tensión de cortocircuito		[%]			
		6.1.8	Regulación	6.1.8.1	Ubicación (primario/secundario)			
				6.1.8.2	Tipo de regulación (carga/vacío)			
6.1.8.3	Regulación automática (si/no)							

FICHA TÉCNICA				
POR SUBESTACIÓN				
1 DATOS GENERALES				
1.1	Empresa			
1.2	Nombre de la subestación			
2 TRANSFORMADORES DE POTENCIA				
2.1	Código de la subestación			
2.2	Código del transformador de potencia			
2.3	Tipo			
2.4	Fabricante - País			
2.5	Año de fabricación			
2.6	Año de entrada en operación			
2.7	Tensión nominal	2.7.1	HV Devanado 1	[kV]
		2.7.2	MV-1 Devanado 2	[kV]
		2.7.3	MV-2 Devanado 3	[kV]
		2.7.4	LV Devanado 4	[kV]
2.8	Potencia nominal ⁽¹⁾	2.8.1	HV	[MVA]
		2.8.2	MV1	[MVA]
		2.8.3	MV2	[MVA]
		2.8.4	LV	[MVA]
2.9	Grupo de conexión			
2.10	Etapas de refrigeración			
2.11	Tipo de regulación de tensión			
2.12	Rango de regulación de tensión			
2.13	Tensión máxima del equipo / devanado			
2.14	Niveles de aislamiento			
2.15	Impedancia de cortocircuito ⁽²⁾	2.15.1	%Vcc (HV-MV1)	[%]
		2.15.2	%Vcc (HV - MV2)	[%]
		2.15.3	%Vcc (MV1 - MV2)	[%]
		2.15.4	%Vcc (HV - LV)	[%]
		2.15.5	%Vcc (MV1 - LV)	[%]
		2.15.6	%Vcc (MV2 - LV)	[%]
2.16	Pérdidas en el cobre o de cortocircuito			
2.17	Pérdidas en el núcleo o de vacío			
2.18	Curva de magnetización o de vacío			
2.19	Impedancia de neutro a tierra			
2.20	Características del transformador de corriente (TC) en el aislador pasatapa (Bushing)	2.20.1	N° de núcleos	
		2.20.2	Clase de precisión	
		2.20.3	Potencia de precisión	
2.21	Entrega del protocolo de pruebas en fábrica del transformador			
Notas: (1) Potencia para las diferentes etapas de refrigeración				
(2) Indicar el tap asociado a la prueba y la Potencia Base, la impedancia de cortocircuito de secuencia positiva y cero				
3 TRANSFORMADORES DE TENSIÓN				
3.1	Código			
3.2	Tipo			
3.3	Fabricante - País			
3.4	Año de fabricación			
3.5	Año de entrada en operación			
3.6	Ubicación ⁽¹⁾	3.6.1	Celda	
		3.6.2	Fases	
3.7	Tensión Asignada	3.7.1	Tensión en el primario	[kV]
		3.7.2	Tensión en el secundario	[kV]
3.8	Tensión máxima del equipo			
3.9	Niveles de aislamiento			
3.10	Núcleos de medida	3.10.1	Número de núcleos	
		3.10.2	Relación de transformación	[kV]
		3.10.3	Clase de precisión por núcleo	
		3.10.4	Potencia de precisión por núcleo	[VA]
3.11	Núcleos de protección	3.11.1	Número de núcleos	
		3.11.2	Relación de transformación	[kV]
		3.11.3	Clase de precisión por núcleo	
		3.11.4	Potencia de precisión por núcleo	[VA]
3.12	Factor de sobretensión	3.12.1	Permanente	
		3.12.2	Durante 30 seg	
3.13	Capacidad total			
3.14	Distancia de fuga específica			
Notas: (1) Celda y Fases en la que se encuentra ubicado				
4 TRANSFORMADORES DE CORRIENTE				
4.1	Código			
4.2	Tipo			
4.3	Fabricante - País			
4.4	Año de fabricación			
4.5	Año de entrada en operación			
4.6	Ubicación ⁽¹⁾	4.6.1	Celda	
		4.6.2	Fases	
4.7	Corriente Asignada	4.7.1	Corriente en el primario	[A]
		4.7.2	Corriente en el secundario	[A]
4.8	Corriente de cortocircuito térmica (1 s)			
4.9	Corriente dinámica asignada			
4.10	Tensión máxima del equipo			
4.11	Niveles de aislamiento			
4.12	Núcleos de medida	4.12.1	Número de núcleos	
		4.12.2	Relación de transformación	[A]
		4.12.3	Clase de precisión por núcleo	
		4.12.4	Potencia de precisión por núcleo	[VA]
		4.12.5	Factor de seguridad	
		4.12.6	Gama extendida de corriente	[%]
4.13	Núcleos de protección	4.13.1	Número de núcleos	
		4.13.2	Relación de transformación	[A]
		4.13.3	Clase de precisión por núcleo	
		4.13.4	Potencia de precisión por núcleo	[VA]
4.14	Distancia de fuga específica			
Notas: (1) Celda y Fases en la que se encuentra ubicado				

5 INTERRUPTORES			
5.1	Código de la subestación		
5.2	Código del Interruptor		
5.3	Tipo		
5.4	Fabricante - País		
5.5	Año de fabricación		
5.6	Año de entrada en operación		
5.7	Ubicación ⁽¹⁾		
5.8	Tipo de accionamiento		
5.9	Corriente nominal		[A]
5.10	Corriente nominal de corta duración (3 s)		[kA]
5.11	Corriente nominal de cierre en cortocircuito		[kA]
5.12	Tensión máxima del equipo		[kV]
5.13	Niveles de aislamiento		[kV]
5.14	Ciclo de operación		
5.15	Medio de extinción de arco		
5.16	Mecanismo de operación		
5.17	Distancia de fuga específica		[mm/kV]
5.18	Mando sincronizado	5.18.1	Dispone de esta opción [Si/No]
		5.18.2	Opción activada [Si/No]
Notas: (1) Celda en la que se encuentra ubicado			
6 SECCIONADORES			
6.1	Código del seccionador		
6.2	Tipo		
6.3	Fabricante - País		
6.4	Año de fabricación		
6.5	Año de entrada en operación		
6.6	Ubicación ⁽¹⁾		
6.7	Corriente nominal		[A]
6.8	Corriente nominal de corta duración (1 s)		[kA]
6.9	Valor de cresta de la corriente admisible		[kA]
6.10	Tensión máxima del equipo		[kV]
6.11	Niveles de aislamiento		[kV]
6.12	Mecanismo de operación		
6.13	Distancia de fuga específica		[mm/kV]
Notas: (1) Celda en la que se encuentra ubicado			
7 PARARRAYOS			
7.1	Código del pararrayo		
7.2	Tipo		
7.3	Fabricante - País		
7.4	Año de fabricación		
7.5	Año de entrada en operación		
7.6	Ubicación		
7.7	Corriente de descarga		[kA]
7.8	Clase de descarga		
7.9	Capacidad de absorción de energía		[kJ/kV]
7.10	Tensión nominal del pararrayos		[kV]
7.11	Máxima tensión de operación continua		[kV]
7.12	Nivel de aislamiento del revestimiento externo		[kV]
7.13	Contador de descargas		[Si/No]
7.14	Distancia de fuga específica		[mm/kV]
8 TRAMPAS DE ONDA			
8.1	Código de la subestación		
8.2	Código de la trampa de onda		
8.3	Tipo		
8.4	Fabricante - País		
8.5	Año de fabricación		
8.6	Año de entrada en operación		
8.7	Ubicación ⁽¹⁾	8.7.1	Celda
		8.7.2	Fases
8.8	Inductancia nominal		[mH]
8.9	Corriente nominal		[A]
8.10	Corriente nominal de corta duración (1 s)		[kA]
8.11	Valor de cresta de la corriente admisible		[kA]
8.12	Tensión del sistema		[kV]
Notas: (1) Celda y Fases en la que se encuentra ubicado			

FICHA TÉCNICA				
POR EQUIPOS DE COMPENSACIÓN				
1 DATOS GENERALES				
1.1 Empresa				
2 REACTOR				
2.1 Código de la SE/LT				
2.2 Código del reactor				
2.3 Tipo				
2.4 Fabricante - País				
2.5 Año de fabricación				
2.6 Año de entrada en operación				
2.7 Ubicación ⁽¹⁾				
2.8 Voltaje nominal			[kV]	
2.9 Corriente nominal			[A]	
2.10 Potencia nominal			[MVar]	
2.11 Tensión máxima del equipo			[kV]	
2.12 Niveles de aislamiento			[kV]	
2.13 Impedancia de neutro a tierra			[ohm]	
2.14 Características del transformador de corriente (TC) en el aislador pasatapa (Bushing)		2.14.1 N° de núcleos		
		2.14.2 Clase de precisión		
		2.14.3 Potencia de precisión		
Nota: (1) En barra o línea				
3 BANCO DE CONDENSADORES				
3.1 Código de la SE/LT				
3.2 Código del condensador				
3.3 Tipo				
3.4 Fabricante - País				
3.5 Año de fabricación				
3.6 Año de entrada en operación				
3.7 Ubicación				
3.8 Voltaje nominal			[kV]	
3.9 Corriente nominal			[A]	
3.10 Potencia nominal del banco			[MVar]	
3.10.1 Tipo de conexión ⁽¹⁾				
3.10.2 N° de unidades capacitadoras / fase				
3.10.3 Características de las unidades capacitadoras		3.10.3.1 Voltaje nominal	[kV]	
		3.10.3.2 Capacidad nominal	[A]	
3.11 Reactor de Amortiguamiento		3.11.1 Inductancia	[H]	
		3.11.2 Corriente nominal	[A]	
		3.11.3 Frecuencia de sintonía con el banco de capacitores	[Hz]	
Nota: (1) Anexar Esquema de Conexión				
4 COMPENSADOR SÍNCRONO				
4.1 Código de la SE/LT				
4.2 Código del compensador síncrono				
4.3 Tipo				
4.4 Fabricante - País				
4.5 Año de fabricación				
4.6 Año de entrada en operación				
4.7 Ubicación				
4.8 Voltaje nominal			[kV]	
4.9 Límite inductivo			[MVar]	
4.10 Límite capacitivo			[MVar]	
4.11 Velocidad nominal			[rpm]	
4.12 N° de polos				
4.13 Diagrama de bloques del regulador de tensión				
4.14 Curva de capacidad				
4.15 Características de la excitatriz				
4.16 Características del autotransformador de arranque				
5 SVC				
5.1 Código de la SE/LT				
5.2 Código del SVC				
5.3 Tipo				
5.4 Fabricante - País				
5.5 Año de fabricación				
5.6 Año de entrada en operación				
5.7 Ubicación				
5.8 Voltaje nominal			[kV]	
5.9 Límite inductivo			[MVar]	
5.10 Límite capacitivo			[MVar]	
5.11 Sistema de control (trifásico o fase por fase)				
5.12 Barra de tensión controlada			[kV]	
5.13 Diagrama de bloques del sistema de control del SVC				
5.14 Características del reactor controlado por tiristores ⁽¹⁾				
5.15 Características de los filtros ⁽¹⁾				
5.16 Características del sistema de enfriamiento de tiristores				
5.17 Capacidad de sobrecarga inductiva				
Nota: Corriente de cortocircuito térmica (1 s)				

FICHA TÉCNICA

POR LINEA DE TRANSMISIÓN

1	DATOS GENERALES					Comentarios	
1.1	Empresa						
1.2	Nombre de la línea						
2	LÍNEA DE TRANSMISIÓN						
2.1	Código de la línea						
2.2	Nivel de tensión			[kV]			
2.3	Longitud ⁽¹⁾			[km]			
2.4	N° de ternas						
2.5	Capacidad nominal de transmisión			[A]			
2.6	Capacidad de sobrecarga		2.6.1	Por 30 minutos ⁽⁵⁾	Adjuntar Informe Técnico de Sustento		
			2.6.2	Por 4 horas ⁽⁵⁾	Adjuntar Informe Técnico de Sustento		
2.7	Parámetros eléctricos de la línea		2.7.1	Resistencia de secuencia positiva R1	[ohm/km]		
			2.7.2	Reactancia de secuencia positiva X1	[ohm/km]		
			2.7.3	Resistencia de secuencia cero R0	[ohm/km]		
			2.7.4	Reactancia de secuencia cero X0	[ohm/km]		
			2.7.5	Resistencia mutua R0M	[ohm/km]		
			2.7.6	Inductancia mutua X0M	[ohm/km]		
			2.7.7	Susceptancia de secuencia positiva B1	[μs/km]		
			2.7.8	Susceptancia de secuencia cero B0	[μs/km]		
			2.7.9	Conductancia de secuencia positiva G1	[μs/km]		
2.8	Características del equipamiento		2.8.1	Estructuras	2.8.1.1	Material	
					2.8.1.2	Tipos ⁽²⁾	Archivo
			2.8.2	Conductor	2.8.2.1	Tipo	
					2.8.2.2	Calibre ⁽¹⁾	[mm²]
					2.8.2.3	Nº Conductores por fase	
					2.8.2.4	Disposición ⁽⁴⁾	Archivo
			2.8.3	Aisladores	2.8.3.1	Material	
					2.8.3.2	Tipo	
			2.8.4	Cable de Guarda ⁽³⁾	2.8.4.1	N° de cables	
					2.8.4.2	Material	
					2.8.4.3	Calibre ⁽¹⁾	
2.9	Recorrido de la línea en formato Google Earth						Archivo
2.10	Subestación inicio						
2.11	Subestación fin						

Nota: 1) De ser el caso indicar los diferentes tramos y sus calibres

2) Adjuntar configuración incluyendo el soporte del conductor y cable de guarda

3) En caso de existir cable tipo Cable de Guarda con Fibra Óptica u otra que incluya fibra óptica, indicar las características

4) Adjuntar la configuración del número de conductores por fase

5) La capacidad de sobrecarga se debe llenar como se indica a continuación.

Ejemplo para el llenado de Capacidad de sobrecarga:

Si la capacidad nominal de transmisión es 600 A y la capacidad de sobrecarga por 30 minutos es 780 A, el valor a colocar en la Ficha Técnica es la siguiente:

$$Por\ 30\ minutos = \frac{780 - 600}{600} \times 100\% = 30\%$$

Si la capacidad nominal de transmisión es 600 A y la capacidad de sobrecarga por 4 horas es 720 A, el valor a colocar en la Ficha Técnica es la siguiente:

$$Por\ 4\ horas = \frac{720 - 600}{600} \times 100\% = 20\%$$

FICHA TÉCNICA			
POR SISTEMA DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ACTIVA			
1	DATOS GENERALES		
1.1	Empresa		
1.2	Central		
2	CARACTERÍSTICAS GENERALES		
2.1	Potencia aparente bruta	[MVA]	
2.2	Potencia Nominal del BESS	[MW]	
2.3	Capacidad de almacenamiento de energía utilizable	[MWh]	
2.4	Número total de módulos		
2.5	Sistema de control de frecuencia	[Si/No]	
2.6	Nivel de media tensión	[kV]	
2.7	Intensidad de cortocircuito aportada por el equipo para un cortocircuito en el punto de conexión a la red	[A]	
2.8	Diagrama unifilar de la central hasta la conexión al SEIN	Archivo	Archivo

FICHA TÉCNICA								
POR COMPONENTES DE SISTEMA DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ACTIVA								
1 DATOS GENERALES								
1.1	Empresa							
1.2	Grupo o Central al cual pertenece							
2 MODULO								
2.1	Fabricante							
2.2	Modelo							
2.3	Tecnología							
2.4	Potencia activa nominal, Pn				[kW]			
2.5	Potencia aparente nominal, Sn				[kVA]			
2.6	Potencia máxima, Pmax				[kW]			
2.7	Curva de potencia reactiva en función de la potencia activa				Archivo	Archivo		
2.8	Temperatura de operación				[°C]			
2.9	Coeficiente de temperatura				[%/°C]			
3 INVERSOR								
3.1	General	3.1.1	Fabricante					
		3.1.2	Modelo					
3.1.3		Tecnología						
3.1.4		Rendimiento			[%]			
3.2	Parámetros de entrada	3.2.1	Rango de tensión para el seguimiento del punto de máxima potencia			[V]		
		3.2.2	Tensión continua máxima admisible			[V]		
		3.2.3	Corriente continua máxima admisible			[A]		
		3.2.4	Pico máximo de potencia			[kWp]		
3.3	Parámetros de salida	3.3.1	Potencia aparente nominal			[kVA]		
		3.3.2	Potencia activa nominal			[kW]		
		3.3.3	Tensión de operación alterna			[V]		
		3.3.4	Numero de fases [monofásico/trifásico]					
		3.3.5	Frecuencia			[Hz]		
		3.3.6	Factor de distorsión de la tensión			[%]		
3.4	Sistema de control	3.4.1	Versión del software			[%]		
3.4.6		Sincronismo con la red						
3.5	Ajuste de las protecciones	3.5.1	Tipo					
		Rango	3.5.2.1	Sobretensión		[V]		
			3.5.2.2	Subtensión		[V]		
			3.5.2.3	Sobrefrecuencia		[Hz]		
			3.5.2.4	Subfrecuencia		[Hz]		
4 CENTRO DE TRANSFORMACIÓN								
4.1	Tableros de corriente continua							
4.2	Transformador	4.2.1	Fabricante					
		4.2.2	Tipo					
		4.2.3	Tensión			[V]		
		4.2.4	Relación de transformación					
		4.2.5	Grupo de conexión					
		4.2.6	Potencia aparente nominal			[kVA]		
		4.2.7	Tensión de cortocircuito			[%]		
4.3	Celdas de media tensión	4.3.1	Fabricante					
		4.3.2	Tipo					
5 RED DE MEDIA TENSIÓN								
5.1	Nivel de tensión				[kV]			
5.2	Número de circuitos							
5.3	Longitud				[km]			
5.4	Conductor [Aluminio/cobre]							
5.5	Sección							
5.6	Tipo de aislamiento							
5.7	Tensión de aislamiento							
5.8	Características eléctricas	5.8.1	Resistencia			[Ω]		
		5.8.2	Reactancia			[Ω]		
		5.8.3	Susceptancia			[μS]		
6 SUBESTACIÓN								
6.1	Transformador colector	6.1.1	Fabricante					
		6.1.2	Tipo					
		6.1.3	Tensión			[kV]		
		6.1.4	Relación de transformación					
		6.1.5	Grupo de conexión					
		6.1.6	Potencia aparente nominal			[kVA]		
		6.1.7	Tensión de cortocircuito			[%]		
		6.1.8	Regulación	6.1.8.1	Ubicación (primario/secundario)			
				6.1.8.2	Tipo de regulación (carga/vacío)			
				6.1.8.3	Regulación automática (sí/no)			

COES	PROCEDIMIENTO TÉCNICO DEL COES N° 20 “INGRESO, MODIFICACIÓN Y RETIRO DE INSTALACIONES EN EL SEIN”	ANEXO
ANEXO 5: PRUEBAS DE HOMOLOGACIÓN DE MODELOS		

1 OBJETO

Especificar las Pruebas de Homologación que como mínimo corresponde realizar a cada tipo de instalación que se conecta al SEIN, determinar los requisitos a cumplir, el proceso, la obtención de los modelos matemáticos de los controladores y describir la información a presentar en el informe de homologación.

2 ALCANCE

Las Pruebas de Homologación aplican a las CGNC y las unidades de generación de las CGC, con una potencia nominal igual o mayor a 20 MW, a los equipos FACTS y sistemas de almacenamiento de energía activa conectados al Sistema de Transmisión señalado en el numeral 2.1 del presente procedimiento, tanto a las nuevas instalaciones como a las que se encuentran conectadas actualmente al SEIN.

Excepcionalmente, el COES podrá incluir CGC con unidades de generación con una potencia menor a 20 MW u otras instalaciones que se conecten en puntos distintos a los señalados en el numeral 2.1 del presente procedimiento, en los casos que se detecten vulneraciones a la seguridad operativa del SEIN, tal como afectaciones a la estabilidad en algunas áreas del SEIN.

3 REQUISITOS DEL PROCESO DE HOMOLOGACIÓN

3.1 SOBRE LAS EMPRESAS CONSULTORAS

Las consultoras que realicen las pruebas deberán poseer amplia trayectoria, reconocida experiencia y cumplir con lo siguiente:

- Acreditar una experiencia mínima de 2 años en la realización de pruebas en los equipos señalados en el numeral 2 del presente Anexo.
- Contar con un responsable de la ejecución de la prueba que acredite una experiencia mínima de 4 trabajos similares en ejecución de pruebas de campo en controladores de potencia activa y reactiva;

- Contar con los equipos para realizar la prueba y las mediciones que se requieran, conforme se indica en el numeral 3.5 del presente Anexo.

3.2 CASOS EN QUE LAS PRUEBAS SE DEBERAN REPETIR O ACTUALIZAR

Las Pruebas de Homologación de controladores se deberán repetir o actualizar, cuando se presente los siguientes supuestos:

- Cuando una instalación sea modificada (repotenciada, rehabilitada, modernizada o se haya sometido a otra modificación que cambie su comportamiento dinámico), para lo cual el Titular de la Instalación deberá proceder conforme lo indica el numeral 7.4.5 de la NTCOTR o la que la sustituya.
- A solicitud del COES, cuando considere que el modelo de una instalación no representa su comportamiento dinámico real, con base en simulaciones y/o análisis.
- A solicitud del Titular de la Instalación, cuando considere que debe realizarse nuevas pruebas, para lo cual deberá adjuntar un Informe que sustente el requerimiento.

3.3 PROGRAMACIÓN DE LAS PRUEBAS DE HOMOLOGACIÓN

Para la ejecución de las Pruebas de Homologación el Titular de la Instalación deberá solicitarlo en los programas de intervenciones; comenzando por el Programa Mensual de Intervenciones (PMI), de acuerdo con los plazos establecidos en el Procedimiento Técnico del COES N° 12 "Programación de intervenciones por mantenimiento y otras actividades en equipos del SEIN", para que el COES lo considere en el respectivo Programa Semanal de Operación (PSO).

Asimismo, deberán solicitarlo en el Programa Diario de Operación (PDO) correspondiente, el día y hora para la realización de las pruebas, para lo cual, los Titulares de las Instalaciones deberán enviar al COES la solicitud respectiva conforme a los plazos establecidos en el Procedimiento Técnico del COES N° 01 "Programa de la Operación de Corto Plazo".

3.4 INFORMACIÓN TÉCNICA REQUERIDA PARA LAS PRUEBAS DE HOMOLOGACIÓN

Como mínimo diez (10) días hábiles antes de la ejecución de las Pruebas de Homologación, el Titular remitirá al COES la siguiente información:

- Nombre de los integrantes del Equipo Técnico Ejecutor de la Pruebas y de la Empresa Especializada a la que pertenecen, adjuntando la información necesaria que sustente el cumplimiento de los puntos mencionados en el numeral 3.1 del presente Anexo.
- Programa de Pruebas de Homologación que contenga el diagrama de carga y la descripción de actividades a desarrollar.
- Curva de Capacidad de la instalación a homologar, suministrado por el fabricante y/o determinado con la experiencia operativa.
- Diagramas y/o esquemas de los equipos de control de las instalaciones a homologar.
- Nombres y cargos de los especialistas (representante del fabricante o propios de la central).
- Confirmación de que el personal especializado contará con los procedimientos necesarios para cambiar ajustes de los controladores mediante escalones y cambio de parámetros, y también dispondrán de acceso a los mismos (contraseñas en software, cables y llaves de acceso).
- Información detallada de los umbrales y tiempos de disparo de protecciones. En particular, en centrales de generación los correspondientes a tensión y frecuencia.
- Procedimientos operativos para la ejecución de rampas de potencia y/o rechazos de carga.
- Descripción técnica de los equipos de medición e instrumentos que serán utilizados en las Pruebas de Homologación, los cuales deberán contar con sus certificados de calibración o contrastación vigente con una antigüedad no mayor a la indicada en el mismo certificado o en su defecto un año.

El COES no aprobará la ejecución de las Pruebas de Homologación si la información no ha sido remitida en el plazo indicado en el presente numeral.

3.5 EQUIPO DE MEDICIÓN

El equipo de medición a utilizar en las Pruebas de Homologación deberá tener las siguientes capacidades:

- Registrar las variables eléctricas y señales de control asociadas a la tensión, potencia activa, potencia reactiva y frecuencia eléctrica. Para el caso de las pruebas al sistema de excitación de las unidades

sincrónicas deben registrar la tensión de excitación, corriente de excitación y señal de control del PSS y los limitadores.

- Para el caso de las pruebas del sistema de control de velocidad/potencia de las unidades sincrónicas se debe registrar la velocidad de la turbina, y dependiendo de la tecnología se registrarán los parámetros de caudal, posición del distribuidor, presión de la tubería, apertura o posición de válvulas, temperatura y presión ambiente o temperatura y presión del vapor, entre otros.
- Para el registro de la respuesta dinámica se requiere una frecuencia de muestro acorde con las constantes de tiempos asociadas a sus controladores en el orden de las 100 muestras por segundo.
- Para las pruebas correspondientes a características de régimen permanente, se puede registrar una muestra por segundo.

3.6 ASISTENTES A LAS PRUEBAS DE HOMOLOGACIÓN

En las Pruebas de Homologación estarán presentes los siguientes representantes:

- El Equipo Técnico Ejecutor de las Pruebas, especializado en Pruebas de Homologación. Será responsable de decidir los aspectos técnicos relacionados con las mediciones y resolver cualquier problema relacionado.
- Un representante designado por el Titular de la Instalación. Será responsable de la operación de los equipos en pruebas, conforme al programa de pruebas, garantizar la correcta ejecución de las pruebas y otorgar las facilidades necesarias para la culminación del trabajo.
- Opcionalmente, un representante designado por el COES en calidad de veedor. Asiste solamente para observar la ejecución de las pruebas.

Los asistentes a las Pruebas de Homologación suscribirán un acta de las Pruebas de Homologación realizadas, conforme al Formato 8.1.

4 PRUEBAS DE HOMOLOGACION

4.1 PARA CENTRALES DE GENERACIÓN CONVENCIONAL (CGC)

Las Centrales de Generación Convencional (CGC) deberán presentar la siguiente información y realizar los siguientes ensayos:

Información a presentar:

- Curva de Saturación.

- Puntos de Operación.
- Constante de Inercia del conjunto Turbina-Generador (H).
- Modelo Masa-Resorte del conjunto Turbina-Generador.

Ensayos a realizar:

- Ensayos del Sistema de Excitación.
- Ensayos del Sistema de Control de Velocidad/Potencia.
- Ensayos del Estabilizador de Sistemas de Potencia (PSS).

4.1.1 Determinación de la Curva de Saturación

Con el generador funcionando en vacío a velocidad nominal, se registrará la tensión en bornes del generador (U), tensión de excitación (EFD) y la corriente de excitación (IFD) a medida que se varía la consigna de esta última. Se determinará la característica tensión – corriente de excitación. Se deberán obtener valores de tensión en bornes del generador (U), siempre que sea posible, al menos entre 0,95 pu y 1,1 pu.

4.1.2 Determinación de los Puntos de Operación

Con el generador funcionando en carga, se registrará la tensión en bornes del generador (U), potencia activa (P) y reactiva (Q), tensión de excitación (EFD) y la corriente de excitación (IFD), variándose la consigna de tensión (U) / potencia reactiva (Q). Se obtendrán distintos puntos de operación del generador para la determinación de sus parámetros estáticos (reactancias x_d , x_q , x_l), diagramas de capacidad y curvas en V.

4.1.3 Determinación de la Constante de Inercia del conjunto Turbina-Generador (H)

Se realizará mediante un rechazo de generación del 30% de la potencia nominal de la unidad como mínimo. Se registrará la tensión en bornes del generador (U), la potencia activa (P), la potencia reactiva (Q) y la frecuencia (f) o velocidad de giro (n).

La obtención de la denominada “constante de inercia” (H) (medida en s) para las unidades generadoras se obtiene ajustando el modelo de simulación ante la prueba de rechazo de generación.

Conceptualmente, la constante de inercia se obtiene a partir de la ecuación diferencial de movimiento de la máquina sincrónica:

$$\frac{P_{MEC}}{n} - T_{ELEC} = 2H \frac{dn}{dt}$$

Realizando el cociente entre la carga rechazada y la pendiente inicial de la velocidad, ambas expresadas en pu, considerando que cuando se produce un rechazo de generación la potencia eléctrica cambia en forma de escalón desde el valor previo a cero:

$$H = \frac{P_R}{2 \frac{dn}{dt_0}}$$

Dónde:

P_R : Potencia activa rechazada en pu de la capacidad nominal de la unidad en MVA.

dn/dt_0 : Pendiente inicial de la curva de la velocidad en el momento del rechazo de generación, en pu de la frecuencia nominal del sistema.

Se debe mostrar la comparación entre el valor que resulte con los datos de la prueba y el declarado por el fabricante.

4.1.4 Modelo Masa-Resorte del conjunto Turbina-Generador

Este requisito es aplicable únicamente a las centrales térmicas, las cuales requieren presentar el modelo de masa-resorte del conjunto turbina-generador, independiente de su tecnología (centrales a vapor, turbinas a gas).

Este modelo y sus parámetros son necesarios para realizar los estudios de resonancia subsíncrona de la unidad estudiada.

4.1.5 Ensayos del Sistema de Excitación

Los ensayos del sistema de excitación de una unidad generadora comprenderán la obtención de las respuestas dinámicas del Regulador Automático de Tensión (RAT) y los distintos lazos limitadores, con el fin de comprobar su correcto desempeño. Deberán incluir lo siguiente:

- Recopilación y análisis de la información técnica del regulador proporcionada por el fabricante.
- Definición de la estructura del lazo de control y funciones adicionales de limitación de la excitación.
- Determinación de los techos de excitación y límites electrónicos del RAT.

- Ensayos de respuesta temporal del lazo de regulación en vacío y en carga.
- Verificación del funcionamiento de los limitadores de subexcitación (UEL), sobreexcitación rápida (IFLIM) y temporizada (OEL), sobrecorriente de estator (IGLIM) y de sobreflujo magnético (tensión/frecuencia o V/Hz).

a) Determinación de los techos de excitación y límites electrónicos del RAT

Este ensayo tiene por objeto relevar los techos de la excitación (rectificador controlado), y los límites del RAT. Con el generador funcionando en vacío a velocidad nominal, se producirá un cambio en la referencia de tensión de la unidad en forma de escalón del orden del 20%, típicamente entre 0,9 y 1,1 pu, para lograr alcanzar la máxima tensión y corriente de excitación.

b) Ensayos de respuesta temporal

Se determinarán los parámetros de desempeño del RAT mediante un ensayo con la unidad en vacío con la tensión y la velocidad en sus valores nominales, realizando un cambio en la referencia de tensión en forma de escalón, típicamente $\pm 5\%$. Se repetirá el ensayo con la unidad en paralelo con el sistema.

Se registrará el pulso aplicado, la tensión terminal, la tensión de campo y la corriente de campo. Sobre el registro de la tensión terminal se medirán los tiempos de crecimiento y establecimiento, y el valor de la sobreoscilación.

c) Determinación del funcionamiento de los limitadores

Se registrará el funcionamiento de los limitadores operativos en el RAT. En función de las facilidades de configuración de los limitadores, se aconseja la reparametrización momentánea de los mismos a valores inferiores para evitar el estrés de la unidad o del sistema durante las pruebas.

c1. Limitador de flujo magnético (V/Hz)

Evita el exceso de flujo magnético en el generador, el cual produce un elevado calentamiento de los arrollamientos. Este efecto se presenta en situaciones de subfrecuencia, limitando la capacidad de la unidad de entregar

potencia reactiva. Este ensayo se realizará con la unidad en vacío a velocidad nominal en el cual se excita el limitador mediante dos opciones:

- Un cambio positivo en la referencia de tensión para verificar su correcta operación. Se limitará la tensión en función del ajuste del limitador.
- Un cambio en la referencia de velocidad en vacío. Ante el cambio de frecuencia observado, el limitador reducirá la tensión de la unidad hasta alcanzar el punto V/Hz configurado.

c2. Limitador de sub y sobre excitación (UEL/OEL)

Estos limitadores actúan sobre el lazo de control de tensión para evitar un exceso de calentamiento en el arrollamiento de excitación (OEL) o una potencial pérdida de sincronismo debido a una reducida corriente de excitación (UEL) del generador. El ensayo se realiza con la unidad en paralelo en condiciones de despacho de potencia activa y reactiva tal que ante la aplicación de escalones positivos (para el OEL) y negativos (para el UEL) en la referencia de tensión del regulador se exciten los limitadores.

En el caso del OEL, se deberá mostrar un control efectivo y estable del mismo, limitando correctamente la corriente de excitación.

En relación al UEL, se deberá mostrar un control efectivo y estable del mismo, limitando correctamente la potencia reactiva de la unidad.

c3. Limitador de corriente de estator (IGLIM)

Este limitador reduce la corriente del generador mediante la disminución (o aumento) del aporte de potencia reactiva al sistema. El ensayo se realizará con la unidad en paralelo en condiciones de despacho de potencia activa y reactiva tal que ante la aplicación de escalones positivos y negativos en la referencia de tensión del regulador se excite el limitador. En general este limitador está dividido en dos bloques, un limitador de corriente de estator para operación sobreexcitada y otro para operación subexcitada.

c4. Limitador de corriente de excitación (IFLIM)

Este limitador se encarga de limitar y mantener la corriente de excitación en el valor máximo de diseño para la condición de forzado de campo, situación que ocurre por ejemplo durante fallas cercanas en el sistema de transmisión. Este ensayo puede realizarse con la unidad en vacío o en carga tal que ante la aplicación de un escalón positivo en la referencia del regulador se excite el limitador.

4.1.6 Ensayos del Sistema de Control de Velocidad/Potencia

Estos ensayos tienen por finalidad determinar la respuesta del sistema de control potencia-frecuencia y determinar los parámetros y respuestas que permitan homologar el modelo correspondiente.

Los ensayos deberán comprender las siguientes pruebas:

a) Ensayos de respuesta temporal

Se determinará el tiempo de establecimiento con la unidad en vacío con la tensión y la velocidad en sus valores nominales, aplicando un escalón en la consigna de velocidad de la unidad. Se repetirá el ensayo con la unidad en paralelo, inyectando una señal del orden de 100 mHz en la referencia de velocidad. Este ensayo permite identificar la característica dinámica del regulador de velocidad, obteniendo el tiempo de crecimiento, tiempo de establecimiento y sobrepaso. Se registrará la velocidad de giro (n), la tensión en bornes del generador (U), la potencia activa (P).

Se define, para el ensayo de respuesta temporal del sistema de control velocidad/potencia:

Tiempo de establecimiento: tiempo necesario para ingresar en la banda de +10% del valor final deseado.

b) Operación de la unidad en Control de Frecuencia

De ser necesario y en función del modo de control en el que operará la unidad, se realiza el ensayo con la unidad en paralelo y en modo control de frecuencia. Se obtienen los registros para la medición de la banda muerta del sistema de control de velocidad / potencia y el estatismo dinámico, a partir de la confección de un gráfico Potencia/Frecuencia. El

estatismo se obtiene como la pendiente de la recta que define la relación Potencia/Frecuencia registrada. La banda muerta se mide como la zona en la cual la potencia activa, en torno al valor de despacho, es insensible a la variación de la frecuencia. Se registrará la tensión en bornes del generador (U), la potencia activa (P), la potencia reactiva (Q) y la frecuencia (f).

c) Determinación del gradiente de Incremento/Reducción de carga

Estando la unidad operando paralelo se aumentará/reducirá la potencia generada de la unidad a partir de un cambio de consigna de la referencia de potencia del regulador. Se registra la posición de válvulas y potencia generada por la unidad para determinar el gradiente MW/minutos de toma de carga de la unidad. El porcentaje de aumento/diminución de carga, será, como mínimo el que permita observar claramente la dinámica de variación de potencia de la instalación ante un cambio de referencia. Un valor de referencia puede ser al menos 20-30% de la potencia nominal.

d) Verificación de la operación de los Limitadores de potencia

Este ensayo es aplicable únicamente a las centrales térmicas. Estando la unidad operando en paralelo se aumentará/reducirá la potencia generada del grupo a la máxima velocidad permitida por sus controles. De esta manera se busca activar la operación de los limitadores de potencia por control de presión de vapor vivo, para centrales a vapor y la operación de los limitadores de potencia por control de temperatura, admisión de aire (IGV) para turbinas a gas. En el caso de turbinas de gas, al alcanzar el modo control de temperatura la potencia quedará restringida a un valor máximo, definido por la temperatura admisible límite de los gases de combustión.

4.1.7 Ensayos del Estabilizador de Sistemas de Potencia (PSS)

Con el fin de determinar las características del lazo de control y la capacidad del PSS para amortiguar eficientemente las oscilaciones electromecánicas comprendidas dentro de una banda de frecuencias de perturbación de 0,1 [Hz] a 2,5 [Hz] de cada unidad generadora, se deberán realizar ensayos del

estabilizador de sistemas de potencia (Power Systems Stabilizer - PSS) que incluyan, como mínimo, lo siguiente:

- Ensayos de Oscilación Modo Local.
- Ganancia Máxima del PSS.
- Reducción rápida de la potencia mecánica de la turbina.

a) Ensayo de Oscilación Modo Local

Se realizarán ensayos con la unidad despachada a potencia activa nominal, a la cual se le aplicará un cambio en la referencia de tensión y se registrará la evolución de la potencia activa, con y sin el PSS en servicio para determinar su contribución al amortiguamiento del modo de oscilación local. Se espera verificar que el estabilizador realice una modulación correcta de la consigna de tensión de modo tal de minimizar las oscilaciones de potencia activa durante los eventos transitorios de la red.

b) Ganancia Máxima del PSS

Con la unidad despachada a potencia activa reducida, se incrementará la ganancia del estabilizador en forma gradual hasta observar una respuesta oscilatoria con bajo amortiguamiento en la salida de este o en la tensión del generador. La experiencia internacional recomienda ajustar la ganancia del estabilizador en un tercio de la máxima para un óptimo desempeño.

c) Reducción rápida de la Potencia Mecánica

Se realizará un ensayo con la unidad a plena potencia, provocando una rápida reducción de la potencia mecánica, con el estabilizador (PSS) conectado y desconectado respectivamente, para verificar el correcto funcionamiento del filtro rastreador de rampa de este. Un funcionamiento satisfactorio de este filtro conducirá a que la tensión no se modifique en forma de rampa siguiendo la variación de la potencia activa.

4.2 CENTRALES DE GENERACIÓN NO CONVENCIONAL (CGNC)

Para la obtención del modelo homologado, las Centrales de Generación No Convencional (CGNC) deberán realizar los siguientes ensayos:

- Ensayos al Control de Potencia Activa.

- Respuesta ante sobrefrecuencias.
- Medición de las variaciones de carga por fluctuaciones rápidas del viento.
- Ensayos al Control de Potencia Reactiva / Tensión.
- Verificación de las lógicas de corriente y LVRT.

4.2.1 Ensayos al Control de Potencia Activa

Estos ensayos tienen por objeto determinar la capacidad de la CGNC para aumentar o reducir la potencia activa en forma controlada. Los requerimientos de los ensayos a realizar son los siguientes:

a) Medición del máximo gradiente de Toma de Carga

Con la central funcionando a carga reducida, desde el SCADA se cambiará la consigna de potencia en el sistema de control para evaluar la rampa máxima de potencia activa. Se registran las variables principales, potencia activa generada por el parque (P) para determinar el gradiente MW/minuto de toma de carga. La medición se realizará comprobando que el control de potencia admite consignas de diferentes gradientes de toma de carga.

b) Reducción controlada de Potencia

Se debe comprobar que la reducción de carga del CGNC se realiza en forma de rampa con la pendiente garantizada por el fabricante. Se registran las variables principales, potencia activa generada por el parque (P) para determinar el gradiente MW/minuto de toma de carga. La medición se realizará comprobando que el control de potencia admite consignas de diferentes gradientes de toma de carga.

4.2.2 Respuesta ante Sobrefrecuencias

En caso de contarse con la posibilidad de forzar las señales medidas se realizarán escalones en la frecuencia vista por el controlador de manera tal de producir la reducción de potencia por sobre-Frecuencia.

En caso de no ser posible, podrá optarse por reducir los ajustes de manera tal que las variaciones normales del SEIN provoquen la activación. El objetivo de este ensayo es determinar el desempeño de control de reducción de potencia por sobrefrecuencia de la CGNC, en caso de estar disponible.

4.2.3 Medición de las Variaciones de Carga por Fluctuaciones Rápidas del Viento

Ensayo aplicable a parques eólicos. Se determinará la generación de potencia activa del parque eólico en función de la velocidad del viento y la influencia de ráfagas o fluctuaciones rápidas en la misma. Los ensayos dependerán de las condiciones climáticas al momento de su realización.

La medición se realizará registrando períodos de 10 minutos a 1 hora con y sin el CCVT (Control Conjunto de Tensión) en funcionamiento.

4.2.4 Respuesta de barrido en frecuencia de la impedancia (R y X)

Se deberá presentar las características de respuesta de barrido en frecuencia de la impedancia (R y X) de los parques eólicos y solares medidos en la barra de conexión de la CGNC. Estas características comúnmente son obtenidas mediante mediciones basadas en inyecciones de tensión y corriente, para diferentes escenarios de despacho y frecuencias, y permiten obtener el comportamiento conjunto de los componentes de la CGNC (máquinas síncronas, asíncronas, sistemas de control, entre otros) en el dominio de la frecuencia. Se usará el rango subsíncrono de 0 Hz a 60 Hz (RSS).

4.2.5 Ensayos al Control de Potencia Reactiva / Tensión

Se realizarán ensayos para la determinar el desempeño del control de tensión y su sistema de regulación de potencia reactiva a nivel planta para distintos niveles de generación.

a) Ensayos en modo control de tensión

Se determinarán los parámetros de desempeño del control de tensión mediante un ensayo en el que se aplica un cambio en la consigna de tensión en forma de escalón (por ejemplo $\pm 3\%$) con la planta operando con suficiente margen de potencia reactiva. Se evaluará si el control de tensión es del tipo V/Q (control proporcional por estatismo), PI (proporcional-integral) o están disponibles ambos modos. Se ensayarán todos los modos de control disponibles. Se registrará la tensión (U), la potencia activa (P) y la potencia reactiva (Q) en el punto de conexión del parque.

b) Ensayos en Modo Control de Potencia Reactiva

Se determinarán los parámetros de desempeño del control de potencia reactiva mediante un ensayo en el que se aplica un cambio en la consigna en forma de escalón (por ejemplo $\pm 10\%$) con la planta operando con suficiente margen de potencia reactiva. Se registrará la tensión (U), la potencia activa (P) y la potencia reactiva (Q) en el punto de conexión del parque.

c) Ensayos en Modo Control de Factor de Potencia

Se determinarán los parámetros de desempeño del control de factor de potencia mediante un ensayo en el que se aplica un cambio en la consigna en forma de escalón (para conseguir por ejemplo un $\pm 10\%$ en la potencia reactiva) con la planta operando con suficiente margen de potencia reactiva. Se registrará la tensión (U), la potencia activa (P) y la potencia reactiva (Q) en el punto de conexión del parque.

4.2.6 Verificación de las Lógicas de Corriente y LVRT

Deberá disponerse de los ensayos de Low Voltage Ride Through (LVRT) o cortocircuitos, proporcionados por el fabricante, se realizará la parametrización de las lógicas de control de corriente activa y reactiva y LVRT de los convertidores reproduciendo las condiciones de los ensayos recibidos y ajustando los parámetros del modelo para obtener una respuesta similar a la de los registros.

4.2.7 Verificación de la curva PQ

Se varía el punto de operación de la CGNC para la verificación del cumplimiento de la capacidad de absorción e inyección de potencia activa/reactiva en régimen permanente en el punto de control de referencia en todo el rango de operación indicado en el numeral 4.4.3 del Anexo 1. Se debe registrar la tensión, la potencia activa, la potencia reactiva y la frecuencia.

4.3 EQUIPOS FACTS

Para la obtención del modelo homologado, los equipos FACTS de compensación reactiva (SVC, STATCOM, otros) deberán realizarse los siguientes ensayos:

- Ensayos al Control de Potencia Reactiva / Tensión.
- Transitorios ante perturbaciones en la red.

4.3.1 Ensayos al Control de Potencia Reactiva / Tensión

Los ensayos para la verificación del desempeño y validación del modelo del control de tensión y su sistema de regulación de potencia reactiva presentan los siguientes requerimientos:

a) Ensayos en Modo Control de Tensión

Se determinarán los parámetros de desempeño del control de tensión mediante un ensayo en el que se aplica un cambio en la consigna de tensión en forma de escalón (por ejemplo $\pm 3\%$) con el equipo operando con suficiente margen de potencia reactiva. Se registrará la tensión (U), y la potencia reactiva (Q) en el punto de conexión del equipo de compensación. Este modo en general es denominado modo de operación automático.

La verificación del desempeño dinámico se realizará calculando el tiempo de establecimiento y tiempo de crecimiento sobre la medición de potencia reactiva.

b) Ensayos en Modo Control de Potencia Reactiva

Se determinarán los parámetros de desempeño del control de potencia reactiva mediante un ensayo en el que se aplica un cambio en la consigna en forma de escalón (por ejemplo $\pm 10\%$) con el equipo operando con suficiente margen de potencia reactiva. Se registrará la tensión (U), y la potencia reactiva (Q) en el punto de conexión del equipo de compensación. Este modo en general es denominado modo de operación manual.

4.3.2 Transitorios ante perturbaciones en la red

Adicionalmente a los ensayos de control de potencia reactiva/tensión, se recomienda registrar el desempeño del compensador ante eventos de maniobra o perturbaciones en la red eléctrica como:

- Escalones de tensión en la referencia del control de tensión.
- Desconexión de bancos de capacitores o reactores shunt instalados en la red, que se encuentren en la zona de influencia.
- Respuesta frente a variaciones de la tensión de red por maniobras operativas.

Los ensayos se realizarán de acuerdo con las condiciones operativas del sistema.

Para otros equipos FACTS, el titular de la Instalación, bajo recomendación del fabricante, deberá proponer los ensayos para la obtención de los modelos homologados de sus controladores, los cuales serán validados por el COES.

4.4 SISTEMA DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ACTIVA

Para la obtención del modelo homologado, en los sistemas de almacenamiento de energía activa, como los BESS, deberán realizarse los siguientes ensayos:

4.4.1 Ensayos al control de potencia activa / frecuencia

Se realizarán ensayos para la verificación del desempeño y validación del modelo del control de frecuencia/potencia.

a) Ensayos al control de frecuencia

Operando el equipo de almacenamiento de energía activa con generación nula de potencia activa se inyecta una señal de escalón de frecuencia, tanto positiva como negativa, para la medición de la frecuencia de activación y desactivación y el estatismo permanente. Se registra la potencia activa (P), la potencia reactiva (Q) y la frecuencia (f) en el punto de conexión.

b) Ensayos al control de potencia

Operando el equipo de almacenamiento de energía activa con generación nula de potencia activa, se cambia la consigna de potencia activa en el sistema de control para evaluar su tasa en [MW/min]. Se registra la potencia activa (P), la potencia reactiva (Q) y la frecuencia (f) en el Punto de Conexión.

c) Ensayo de carga y descarga

Operando el equipo de almacenamiento de energía activa con un nivel de carga máxima y con un estado de carga cercano al 100% se deja conectado a la red hasta que se comienza a descargar y llega a un estado de carga de 0%. Una vez descargado, se carga el BESS hasta que llega a un estado de carga del 100%. Se registra la potencia activa (P), la potencia reactiva (Q) y la frecuencia (f) en el punto de conexión.

5 OBTENCIÓN DE LOS MODELOS MATEMÁTICOS DE LOS CONTROLADORES

En función de los registros obtenidos en las pruebas de homologación, referidas en el presente Anexo, se procederá a la obtención de los modelos matemáticos de las instalaciones a fin de representar las características de su comportamiento dinámico.

La implementación de los modelos deberá realizarse en el software establecido por el COES, en la misma versión en la que se encuentra publicado el Modelo Eléctrico del SEIN del portal de internet del COES, utilizado para el desarrollo de los Estudios de Operatividad.

Para la construcción de los referidos modelos matemáticos se podrá tomar como referencia la información suministrada por los fabricantes de cada instalación según las siguientes alternativas:

- 5.1 Modelo detallado en diagramas de bloque, entregado por el fabricante, con las correspondientes constantes de ajuste que se adecúan al comportamiento de la unidad. Se puede contar con el diagrama de bloques detallado, por ejemplo, del RAT, del regulador de velocidad/potencia o del PSS. En cuanto a CGNC se puede contar con el diagrama de bloques detallados del convertidor y/o del control conjunto de la planta. En este caso, deberá desarrollarse el modelo dinámico DSL en el ámbito del software establecido por el COES.
- 5.2 Modelo estándar, recomendado por el fabricante (como, por ejemplo, los modelos estándar IEEE), que brinde los valores correspondientes a las constantes de ajuste de estos. En el caso de CGNC se puede recomendar el empleo de modelos IEEE o tipo WECC (tipo 3 o 4). De esta manera pueden utilizarse modelos disponibles en la librería del software establecido por el COES y/o realizar modificaciones de estos.

No se admitirá la entrega de un modelo encriptado, compilado o tipo “caja negra” sin que exista un modelo equivalente que lo reemplace.

Los parámetros que, por algún impedimento debidamente justificado en el Informe de Homologación, no puedan ser obtenidos a través de pruebas, se determinarán mediante cálculos y simulaciones.

Una vez definidos los modelos con todas sus variables de ajuste, se deberán realizar simulaciones sobre los mismos replicando los ensayos ejecutados en campo. A partir de estas simulaciones se deberán obtener señales de similares características a los registros obtenidos en los ensayos. Superponiendo en un mismo gráfico los resultados, tanto de los ensayos como de las simulaciones, se podrá apreciar la similitud que existe entre ambos. Asimismo, los modelos dinámicos obtenidos deberán ser

capaces de representar correctamente la operación de la instalación en todo el rango operativo de la misma.

6 INFORME DE HOMOLOGACIÓN

El informe de homologación deberá contener los resultados de las pruebas de homologación, el detalle del modelo seleccionado o desarrollado de los controladores, los parámetros de ajuste de los controladores y los modelos homologados. El Informe se deberá presentarse conforme a la estructura establecida en el Formato 8.2.

Asimismo, el Informe de Homologación deberá estar acompañado en sus Anexos con los registros de las Pruebas de Homologación y un archivo con los modelos implementados en el software establecido por el COES.

En el caso de Centrales Térmicas, incluirá el modelo masa-resorte del conjunto Turbina-Generador proporcionado por el fabricante y se deberá presentar conforme se establece en el Formato 8.3.

6.1 REGISTROS DE LAS PRUEBAS DE HOMOLOGACIÓN

Los registros de las pruebas utilizados para la homologación de los modelos deberán estar adecuados para su comparación con los resultados de simulación obtenidos con el software establecido por el COES.

6.2 ARCHIVO DEL MODELO HOMOLOGADO

El archivo en el software establecido por el COES, en el cual se implementarán los modelos homologados, deberá contener un caso de estudio (Study Case) por cada una de las pruebas realizadas, con la finalidad de comparar con los registros obtenidos en las pruebas.

Además, para apreciar la respuesta dinámica de los modelos homologados, el archivo deberá contener casos de estudio (Study Case) para escenarios de avenida y estiaje con eventos, como fallas balanceadas y desbalanceadas en líneas de transmisión (bifásicas y trifásicas despejadas en 100 ms), desconexiones de carga, de unidades o centrales de generación y de equipos de compensación reactiva, en todos los casos cercanos a la instalación objeto de las pruebas. Asimismo, debe contener casos de estudios con fallas desbalanceadas.

El Titular de la Instalación incluirá una guía para incorporar el modelo homologado al Modelo Eléctrico del SEIN. Para una fácil inserción, se

utilizará una plantilla recomendada por el COES en el software establecido por este, que contenga los equipos y controles asociados.

7 PLAZOS DE PRESENTACIÓN, REVISIÓN Y APROBACIÓN DEL INFORME DE HOMOLOGACIÓN

En un plazo no mayor a treinta (30) días hábiles contados a partir de la fecha de culminación de las pruebas de homologación, el Titular de la Instalación deberá presentar al COES el Informe de Homologación.

El COES podrá formular observaciones en un plazo de veinte (20) días hábiles luego de recibido el informe, a su vez el Titular de la Instalación tendrá diez (10) días hábiles para absolverlas a satisfacción del COES, en caso contrario, el Titular deberá volver a realizar las pruebas en lo que corresponda.

Una vez aprobado el Informe de Homologación, este será publicado en el portal web del COES.

8 FORMATOS

Formato 8.1. Acta de las Pruebas de Homologación

Formato 8.2. Formato de la estructura del Informe de Homologación

Formato 8.3. Instrucciones para presentar el Modelo Masa-Resorte del conjunto Turbina-Generador.

FORMATO 8.1

ACTA DE LAS PRUEBAS DE HOMOLOGACIÓN

ACTA DE LAS PRUEBAS DE HOMOLOGACIÓN		
NOMBRE DE LA EMPRESA	NOMBRE DE LA INSTALACIÓN	CENTRAL, UNIDAD DE GENERACIÓN, EACR O EAEA
1. APERTURA DEL ACTA		
FECHA	HORA	LUGAR
2. PARTICIPANTES		
COES (Veedor)	TITULAR DE LA INSTALACIÓN (Representante)	EQUIPO TÉCNICO ESPECIALIZADO (Encargado de las Pruebas)
3. OTROS PARTICIPANTES		
TITULAR DE LA INSTALACIÓN		
(cargo o posición)	(Nombres y Apellidos)	
EQUIPO TÉCNICO ESPECIALIZADO		
(cargo o posición)	(Nombres y Apellidos)	
4. HITOS PRINCIPALES		
HITO	INICIO (Fecha y hora)	FINAL (Fecha y hora)
Conexión de equipos de medición		
Pruebas homologación		

5. INTERRUPCIONES				
INTERRUPCIÓN N°1	HORA	LOCALIZACIÓN	TIPO FALLA	SOLUCIÓN
INICIO				
FIN				
DETALLE DE INTERRUPCIÓN 1				
INTERRUPCIÓN N°2	HORA	LOCALIZACIÓN	TIPO FALLA	SOLUCIÓN
INICIO				
FIN				
DETALLE DE INTERRUPCIÓN 2				
6. CUMPLIMIENTO DEL PLAN DETALLADO DE LAS PRUEBAS DE HOMOLOGACIÓN				
PRUEBAS	CUMPLIMIENTO (SI/NO)		OBSERVACIÓN	

7. CIERRE DEL ACTA		
FECHA	HORA	LUGAR
SUSCRIPCIÓN		
INSTITUCIÓN	NOMBRE	FIRMA

FORMATO 8.2

FORMATO DE LA ESTRUCTURA DEL INFORME DE HOMOLOGACIÓN

El Informe de Homologación presentará información suficiente para demostrar que todos los objetivos fueron alcanzados. Se propone la siguiente estructura, siendo esta no limitativa.

1. La Carátula del Informe deberá presentar la siguiente información:
 - a) Título del Informe
 - b) Nombre de la Instalación
 - c) Nombre del Titular de la Instalación
 - d) Nombre de la Empresa Consultora
 - e) Fecha del Informe
2. Tabla de contenidos
3. Descripción general de la instalación y sus características técnicas principales
4. Descripción de las pruebas y resultados
 - **Central de generación convencional** (Pruebas al generador, Pruebas al sistema de excitación, Pruebas al sistema de control de velocidad/potencia, pruebas al estabilizador de sistemas de potencia, otros).
 - **Central de generación no convencional** (Pruebas al control de potencia activa, pruebas de respuesta ante Sobrefrecuencias, medición de las variaciones de carga por fluctuaciones rápidas del viento (eólicas), pruebas al control de potencia reactiva/tensión, pruebas de verificación de las lógicas de corriente y LVRT, otros).
 - **Equipo automático de compensación reactiva** (pruebas al control de potencia reactiva/tensión, transitorios ante perturbaciones en la red, otros).
 - **Sistema de almacenamiento de energía activa** (ensayos al control de frecuencia, ensayos al control de potencia, ensayo de carga y descarga, otros).
5. Descripción de los modelos implementados

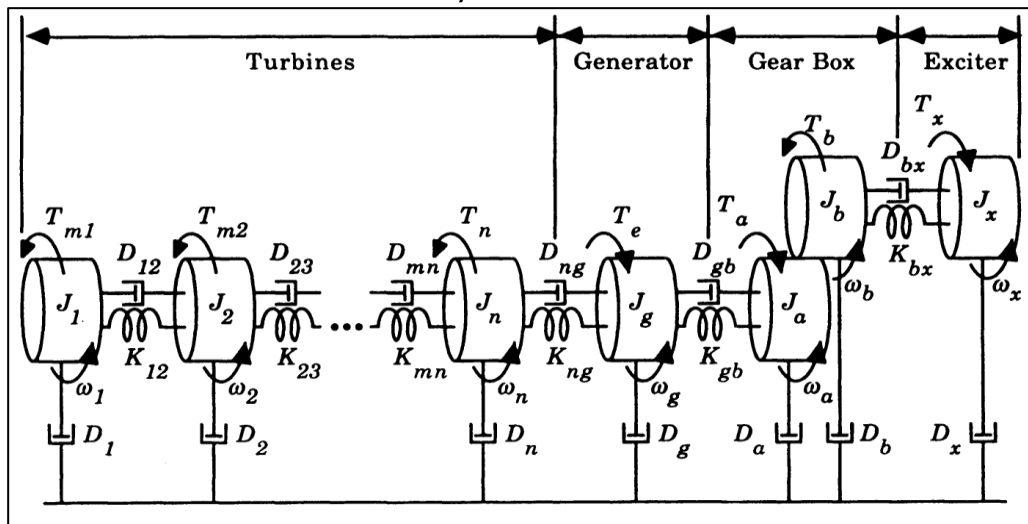
6. Comparación de registros con resultados de simulación
7. Resultados de la validación sistémica con los modelos implementados
8. Guía para incorporar el modelo homologado al Modelo Eléctrico del SEIN
9. Modelo masa – resorte del conjunto Turbina Generador (en el caso de Centrales Térmicas)
10. Anexos
11. Formatos
 - Acta de las Pruebas de Homologación (Si el COES participa con veedor).
 - Declaración jurada de la ejecución de las Pruebas de Homologación (Si el COES no participa como veedor).

FORMATO 8.3

INSTRUCCIONES PARA PRESENTAR EL MODELO MASA-RESORTE DEL CONJUNTO TURBINA-GENERADOR

1. Modelo Masa-Resorte

Para los estudios de las dinámicas del eje turbina-generator se usa comúnmente el modelo físico denominado "modelo masa-resorte" mostrado en la Figura 1. Las masas concentradas de las turbinas suelen ser representativas de las principales secciones de la turbina. Por ejemplo, en el caso de las turbinas de vapor se tienen turbinas de alta presión (HP), presión intermedia (IP) y diversas turbinas de baja presión (LP). El modelo incluye la masa que representa al generador (rotor) y las masas del sistema de excitación solamente en caso de los sistemas de excitación AC y DC.



Fuente: Anderson, P.M.; Agrawal, B.L.; Van Ness, J.E. Subsynchronous resonance in power systems. John Wiley & Sons, 1999.

Figura 1: Modelo masa-resorte del conjunto de eje turbina-generator.

El modelo masa-resorte del eje turbina-generator para la masa i queda representado por:

$$J_i \frac{d\omega_i}{dt} = T_{mi} - D_i \omega_i - \sum_{j \in \Omega_i} D_{ij} (\omega_i - \omega_j) - \sum_{j \in \Omega_i} K_{ij} (\theta_i - \theta_j)$$

donde:

J_i : Momento de inercia de la masa i (kg-m²).

ω_i : Velocidad angular mecánica de la masa i (rad/s).

θ_i : Ángulo mecánico de la masa i (rad).

T_{mi} : Torque la masa i (N-m), representa torque mecánico en turbinas y eléctrico en el generador.

D_i : Coeficiente de amortiguamiento de la masa i (N-m s/rad).
 D_{ij} : Coeficiente de amortiguamiento entre las masas i y j (N-m s/rad).
 K_{ij} : Constante elástica entre las masas i y j (N-m/rad).
 Ω_i : Conjunto de masas conectadas directamente a la masa i .
Los fabricantes determinan los valores de los parámetros del modelo masa-resorte del eje turbina-generator en base a pruebas. Como ejemplo, en la Tabla 1 se muestra el modelo masa-resorte del conjunto de eje turbina-generator de una unidad Turbina a Vapor (TV).

Central térmica:

Unidad(es):		Turbina a Vapor				
Potencia nominal (MVA):		169				
Pares de polos:		1				
Número de masa i	Nombre de masa i	J_i : Momento de Inercia de masa i [kg-m ²] (1)	K_{ij} : Constante elástica entre masas i y j [kN-m/rad.]	Fracción de Potencia [%] (2)	D_i : Coef. amortig. masa i [kN-m s/rad.] (3)	D_{ij} : Coef. amortig. entre masas i y j [kN-m s/rad.] (3)
1	HIP Turbine	1225		64%		
			143849			2.346
2	LP Turbine	4075		36%		
			68443			2.454
3	Generator	4650				
			112298			0.423
4	Exciter (4)	40				

(1): Inercia obtenida en función del radio (GR^2).
(2): Fracciones respecto a la potencia total generada en las turbinas.
(3): En caso esta información se encuentre disponible.
(4): Solamente para sistemas de excitación DC o AC.
También, $k = 10^3$.

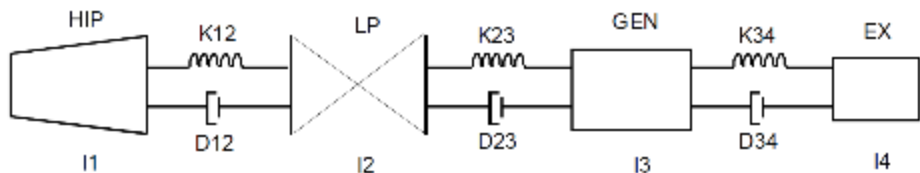


Tabla 1: Modelo masa-resorte del conjunto de eje turbina-generator de una unidad TV

2. Frecuencias Naturales Torsionales

Para la validación del modelo masa-resorte, se requiere, como información adicional, las frecuencias naturales torsionales y los amortiguamientos mecánicos (a mínima y máxima potencia) obtenidos del análisis modal realizado sobre el modelo masa-resorte. Como ejemplo, en la Tabla 2 se muestran las frecuencias naturales torsionales y amortiguamientos modales de una unidad TV.

Central térmica:			
Unidad(es):		Turbina a Vapor	
Número de Modo i	f_i : Frecuencia natural torsional del modo i [Hz]	$\sigma_{i,mín}$: Amortig. mecánico a mínima potencia del modo i [1/s] (1)	$\sigma_{i,máx}$: Amortig. mecánico a máxima potencia del modo i [1/s] (1)
1	25.95		
2	62.78		
3	107.09		
4	116.14		

(1): En caso esta información se encuentre disponible o podría ser estimada. Solamente para las frecuencias subsíncronas (menor a 60 Hz).

Tabla 2: Frecuencias naturales torsionales y amortiguamientos modales de una unidad TV

3. Presentación de los modelos masa-resorte

La presentación de los modelos masa-resorte de las unidades consiste en incluir la siguiente información:

- Tablas 1 y 2, por cada unidad de generación o agrupadas en caso de unidades similares.
- Fichas o reportes técnicos del fabricante usados para la elaboración de las Tablas 1 y 2, lo cual servirá como sustento de la información del modelo masa-resorte.