
Modificación del Procedimiento Técnico del COES N° 08 y N° 09

(Publicación)

Febrero 2026

Resumen Ejecutivo

El 22 de enero de 2025, el COES remitió a Osinergrmin, mediante carta COES/D-052-2025, la propuesta de modificación del Procedimiento Técnico del COES N° 08 "Criterios de Seguridad Operativa de Corto Plazo para el SEIN" (PR-08) aprobado con Resolución N° 247-2014-OS/CD, y el Procedimiento Técnico del COES N° 09 "Coordinación de la Operación en Tiempo Real" (PR-09), aprobado con Resolución N° 086-2017-OS/CD, con el objeto de definir los criterios de Seguridad a ser utilizados en la programación de la operación del SEIN en el Corto Plazo y en la Reprogramación de la Operación Diaria. Así como, establecer las consideraciones y metodología para la programación de la operación de Unidades de Generación fuera del Despacho Económico por Seguridad, con la finalidad de garantizar la continuidad del suministro eléctrico en el SEIN, ante posibles Contingencias de elementos de transmisión de Sistemas de Transmisión Troncales Nacionales (STTN) y Sistemas de Transmisión Troncales Regionales (STTR) u otros equipos que, a criterio del COES, requieran ser incluidos ante (i) posibles contingencias; o, (ii) con la finalidad de atenuar o evitar las interrupciones de suministro.

De conformidad con el numeral 8.1 de la Guía, mediante Oficio N° 923-2025-GRT del 21 de abril de 2025 se remitieron al COES las observaciones a la propuesta de modificación del PR-08 otorgándole un plazo de veinticinco (25) días hábiles para subsanar las mismas. El COES dentro del plazo otorgado, mediante carta COES/D-591-2025 del 16 de mayo de 2025, remitió a Osinergrmin la subsanación de las observaciones a la propuesta de modificación del PR-08.

En seguimiento de la Guía, mediante Resolución N° 101-2025-OS/PRES, el 15 de agosto de 2025 se publicó el proyecto de modificación del PR-08 y PR-09; además, se otorgó treinta (30) días calendario para que los interesados remitan a Osinergrmin los comentarios y/o sugerencias al proyecto mencionado.

Al respecto, dentro del plazo correspondiente, las empresas Infraestructura y Energía Perú S.A., Engie Energía Perú S.A., Red de Energía del Perú S.A., Kallpa Generación S.A., Statkraft Perú S.A., Fenix Power Perú S.A., Orygen Perú S.A.A., Inland Energy S.A.C., Celepsa, y el Coes remitieron a Osinergrmin los comentarios y sugerencias al proyecto de modificación del PR-08 y PR-09.

Asimismo, con fecha 22 de setiembre de 2025, Osinergrmin remitió al COES, mediante Oficio N° 1976-2025-GRT, como parte del proceso, los comentarios remitidos por las empresas mencionadas en el

párrafo anterior, solicitando la opinión sobre dichos comentarios y sugerencias, otorgándole para ello veinticinco (25) días hábiles para su remisión. Luego, mediante carta COES/D-1042-2025 del 7 de octubre de 2025, el COES solicitó la ampliación de quince (15) días hábiles adicionales sustentándola en la cantidad de comentarios recibidos; en ese sentido, mediante Oficio N° 2084-2025-GRT, Osinergrmin otorgó al COES el plazo adicional solicitado.

Finalmente, en el presente informe se presentan los aspectos considerados en la propuesta final de modificación del PR-08 y PR-09; así como el análisis de los comentarios de los interesados y la opinión del COES a dichos comentarios enviados con carta COES/D-1206-2025 del 18 de noviembre de 2025. Asimismo, debido a la cantidad de modificaciones propuestas resulta conveniente aprobar un nuevo texto del PR-08 para facilitar su manejo por parte de los administrados en un documento integrado

Índice

1. Antecedentes.....	6
2. Aspectos considerados en el proyecto de modificación del PR-08	9
2.1 Identificación del Problema.....	9
2.2 Alternativas de Solución y Análisis.....	10
2.2.1 Enfoque del Objetivo (numeral 1)	10
2.2.2 Modificación del Alcance (numeral 2).....	11
2.2.3 Modificación del numeral 5.1.a	12
2.2.4 Modificación del numeral 5.1.2.....	12
2.2.5 Modificación del numeral 5.1.c	13
2.2.6 Incorporación del numeral 5.1.4.....	14
2.2.7 Incorporación del numeral 5.1.5	15
2.2.8 incorporación del numeral 5.1.6	15
2.2.9 Modificación del numeral 5.1.d.....	16
2.2.10 Modificación del numeral 5.2.....	17
2.2.11 Modificación del numeral 6.1.....	18
2.2.12 Modificación del numeral 6.2	19
2.2.13 Modificación del numeral 6.3.....	20
2.2.14 Modificación del numeral 6.4.....	20
2.2.15 Modificación del numeral 6.5.....	22
2.2.16 Modificación del numeral 6.6.....	22
2.2.17 Modificación del numeral 6.9.....	23
2.2.18 Modificación del numeral 6.10	24
2.2.19 Modificación del numeral 6.12.....	¡Error! Marcador no definido.
2.2.20 Modificación del numeral 7.2	25
2.2.21 Modificación del numeral 7.3	26
2.2.22 Modificación de los numerales 7.5 y 8.1.....	27

2.2.23 Modificación del numeral 8.2..... 28

2.3 Propuesta de modificación del PR-08.....29

2.3.1 Modificaciones del PR-09.....29

2.3.2 Modificación del GLOSARIO..... 30

3. Conclusiones..... 32

Anexo 1..... 33

Anexo 2 103

Esta es una copia auténtica imprimible de un documento electrónico archivado por Osinergrmin, aplicando lo dispuesto por el Art. 25 de D.S. 070-2013-PCM y la Tercera Disposición Complementaria Final del D.S. 026-2016-PCM. Su autenticidad e integridad pueden ser contrastadas a través de la dirección web <https://verifica.osinergrmin.gob.pe/visor-docs/> ingresando el código **YX3K06cy9E**
No aplica a notificaciones electrónicas.

1. Antecedentes

Mediante la Ley N° 28832, "Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica", se dispuso en el literal b) de su artículo 13 que una de las funciones de interés público a cargo del COES, es elaborar los procedimientos en materia de operación del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) y administración del Mercado de Corto Plazo, para su aprobación por Osinergrmin, asimismo, en los literales a), b) y c) del artículo 14 de la misma Ley, se dispone como funciones operativas del COES el desarrollo del programa de operación de corto, mediano y largo plazo, programar y coordinar el mantenimiento mayor de las instalaciones de generación y transmisión, y coordinar la operación en tiempo real del SEIN.

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 Osinergrmin, 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 Ministerial N° 143-2001-EM/VME publicada el 31 de marzo de 2001, se aprobó el Glosario de Abreviaturas y Definiciones Utilizadas en los Procedimientos Técnicos del COES ("GLOSARIO").

En el marco de la Guía, mediante la Resolución N° 247-2014-OS/CD se aprobó el Procedimiento Técnico del COES N° 08 "Criterios de Seguridad Operativa de Corto Plazo para el SEIN" (PR-08), modificado mediante Resolución N° 176-2017-OS/CD, cuyo objetivo es establecer los criterios técnicos y la metodología para la elaboración de los programas de la operación de Corto Plazo de las Unidades de Generación del SEIN, considerando su gestión eficiente para el mejor aprovechamiento de los recursos

energéticos, así como garantizar la operación económica del SEIN preservando los criterios de calidad, seguridad y confiabilidad establecidos por la normativa vigente.

Asimismo, mediante la Resolución N° 086-2017-OS/CD se aprobó el Procedimiento Técnico del COES N° 09 "Coordinación de la Operación en Tiempo Real" (PR-09) cuyo objetivo es establecer los criterios y lineamientos que el COES y los Agentes deben cumplir en atención de la función de coordinación de la Operación en Tiempo Real del SEIN, manteniendo criterios de seguridad, calidad y economía.

El COES mediante carta COES/D-052-2025 del 22 de enero de 2025 presentó una modificación del PR-08, y por consiguiente la modificación del PR-09 y del GLOSARIO, sustentando que es necesario especificar las contingencias consideradas en el análisis de seguridad corresponde a los equipos del SSTN, el conjunto de equipos y contingencias a monitorear en las simulaciones, precisar que los Agentes deben comunicar al COES en caso de cambios temporales en la capacidad de equipos de transmisión, incluir análisis relevantes como las evaluaciones por regiones de seguridad, entre otros.

En consecuencia, de conformidad con el numeral 8.1 de la Guía, mediante Oficio N° 923-2025-GRT del 21 de abril de 2025 se remitieron al COES las observaciones a la propuesta de modificación del PR-08 otorgándole un plazo de veinte y cinco (25) días hábiles para subsanar las mismas. El COES dentro del plazo otorgado, mediante carta COES/D-591-2025 del 16 de mayo de 2025, remitió a Osinergrmin la subsanación de las observaciones a la propuesta de modificación del PR-08.

Finalmente, en el presente informe se efectúa el análisis de la subsanación de las observaciones a la propuesta, con la finalidad de proponer la versión definitiva del proyecto de modificación del PR-08, PR-09 y GLOSARIO a ser publicado, con la finalidad que los interesados remitan sus comentarios.

En concordancia con las etapas de la Guía, mediante Resolución N° 101-2025-OS/PRES, el 15 de agosto de 2025 se publicó el proyecto de modificación del PR-08 y PR-09; además, se otorgó treinta (30) días calendario para que los interesados remitan a Osinergrmin los comentarios y/o sugerencias al proyecto mencionado.

Al respecto, dentro del plazo correspondiente, las empresas Infraestructura y Energía Perú S.A., Engie Energía Perú S.A., Red de Energía del Perú S.A., Kallpa Generacion S.A., Statkraft Perú S.A., Fenix Power Perú S.A., Orygen Perú S.A.A., Inland Energy S.A.C., Celepsa, y el Coes, remitieron a Osinergrmin los comentarios y sugerencias al proyecto de modificación del PR-08 y PR-09.

Asimismo, con fecha 22 de setiembre de 2025, Osinergrmin remitió al COES, mediante Oficio N° 1976-2025-GRT, como parte del proceso, los comentarios remitidos por las empresas mencionadas en el párrafo anterior, solicitando la opinión sobre dichos comentarios y sugerencias, otorgándole para ello veinticinco (25) días hábiles para su remisión. Luego, mediante carta COES/D-1042-2025 del 7 de octubre de 2025, el COES solicitó la ampliación de quince (15) días hábiles adicionales sustentándola en la

cantidad de comentarios recibidos; en ese sentido, mediante Oficio N° 2084-2025-GRT, Osinerghmin otorgó al COES el plazo adicional solicitado.

Finalmente, en el presente informe se presentan los aspectos considerados en la propuesta final de modificación del PR-08, PR-09 y del GLOSARIO; así como el análisis de los comentarios de los interesados y la opinión del COES a dichos comentarios enviados con carta COES/D-1206-2025 del 18 de noviembre de 2025. Asimismo, debido a la cantidad de modificaciones propuestas resulta conveniente aprobar un nuevo texto del PR-08 para facilitar su manejo por parte de los administrados en un documento integrado.

2. Aspectos considerados en el proyecto de modificación del PR-08

2.1 Identificación del Problema

En base a las experiencias adquiridas en la aplicación del actual PR-08, se han identificado principalmente las siguientes deficiencias:

- a) En el numeral 1, referido al objetivo de procedimiento PR-08, no se especifica que las contingencias consideradas corresponden a equipos del STTN u otro que el COES considere, ni que el objetivo es garantizar que el sistema opere de forma segura bajo condiciones N-1, dentro del conjunto de contingencias preseleccionadas.
- b) En el numeral 2, referido al alcance del procedimiento PR-08, se requiere agregar que los estudios operativos anuales son un conjunto de productos afectos a los criterios de seguridad del PR-08. Es importante estandarizar los criterios y consideraciones para que los resultados de los estudios sistémicos puedan ser coherentes con la operación de corto plazo.
- c) En el numeral 5.1, referido a las responsabilidades del COES, no se presenta el conjunto de equipos y contingencias a monitorear en las simulaciones, ni la exigencia de determinar regiones de seguridad o límites de transmisión semanalmente.
- d) En el numeral 5.2, referido a las responsabilidades de los agentes, no se precisa de que los agentes deben comunicar al COES en caso de cambio temporales en la capacidad de equipos de transmisión. Asimismo, es necesario retirar la periodicidad anual para la entrega de esta información, ya que los cambios pueden presentarse en cualquier momento.
- e) En el numeral 6, referido a los criterios generales utilizados en las evaluaciones de seguridad, no se abordan análisis relevantes como las evaluaciones por regiones de seguridad, los estudios operativos relacionados con las

configuraciones de subestaciones de doble barra, ni la apertura de anillos en el sistema de transmisión. Asimismo, no se especifican los criterios exigidos durante periodos de situación excepcional ni de exportación de energía. Además, no se detalla qué equipos deben ser monitoreados (STTR y STTN) ni cuáles serán objeto de contingencias simples (STTN) durante las simulaciones, lo que genera una falta de claridad en la delimitación y aplicación de los criterios de seguridad.

- f) En el numeral 7.1, referido a los criterios de seguridad para la aplicación de contingencias simples en el análisis de flujo de carga, se establecen límites de sobrecarga y tensión para las contingencias analizadas, sin embargo, estas se aplican a todo el SEIN, lo que no resulta ser de fácil aplicación y sobre exige al sistema de transmisión sobre su comportamiento post contingencia, ya que no todo el sistema eléctrico fue planificado o diseñado para tolerar estos eventos.
- g) En el numeral 7.2, referido a los criterios de seguridad para la aplicación de contingencias en el análisis dinámico, no se especifica el nivel máximo de sobrecarga permisible en los equipos del STTR y STTN una vez que el sistema alcance un nuevo punto de operación estable. Además, no se exige que las simulaciones demuestren la no actuación del ERACMF o ERACMT.
- h) En el numeral 8, referido a la programación de unidades de generación por seguridad, no se contempla la opción de modificar el despacho de las unidades hidráulicas o térmicas en operación por seguridad.

2.2 Alternativas de Solución y Análisis

En base a lo expuesto y a fin de brindar solución a las problemáticas antes mencionadas, el COES propone modificar el PR-08. En ese sentido, se describen las modificaciones principales, mostradas en el presente informe.

2.2.1 Enfoque del Objetivo (numeral 1)

Se reformula el objetivo indicando que se definen los criterios de seguridad para la operación en estado normal del SEIN de tal manera que los equipos del Sistema de Transmisión Troncal Nacional (STTN) o Sistema de Transmisión Troncal Regional (STTR) del SEIN puedan operar en sobrecarga y niveles de tensión tolerables ante alguna contingencia de equipos del Sistema de Transmisión Troncal Nacional (STTN) o cualquier otro equipo que COES considere y no se comprometa la integridad del SEIN

Alternativas de solución

- a) No realizar cambios. Se descarta esta alternativa, dado que de no especificar que el COES solo monitoreará equipos del STTR y STTN, ante contingencias de equipos del STTN, podrían surgir exigencias de monitorear equipos

adicionales, y simular contingencias no solo de equipos del STTN, lo cual estaría fuera del objetivo del procedimiento.

- b) Alternativa seleccionada. Se reformula el objetivo debido a la necesidad de definir los parámetros permisibles o criterios de seguridad durante la operación en estado normal y en alerta ante contingencias en equipos del STTN y STTR. Adicionalmente, es importante aclarar que el objetivo es que el sistema esté seguro frente a un conjunto de contingencias preseleccionadas. Por lo que, existirán condiciones N-1 fuera del alcance del PR-08 en las que el sistema podría ser vulnerable.

- c) Alternativas descartadas. No se analizó ninguna otra alternativa.

Análisis detallado de impactos de la alternativa seleccionada

Aspecto Técnico: Definir el conjunto de equipos monitoreados y las contingencias predefinidas que deberá evaluar el COES durante la programación y reprogramación.

Aspecto Económico: No aplica.

Monitoreo y Evaluación

No aplica.

2.2.2 Modificación del Alcance (numeral 2)

Se detallan los productos que el COES elabora y que deben considerar los criterios expuestos en el procedimiento. Se incluye a los programas de intervención en todos sus horizontes, así como los programas de operación, la reprogramación de la operación y los estudios operativos anuales, esto debido a que resulta necesario de anticipar escenarios críticos que requieran la modificación del despacho económico evitando superponer actividades a fin de preservar la seguridad del SEIN

Alternativa de solución

- a) No realizar cambios. Se descarta esta alternativa debido a la falta de especificación sobre qué programas y estudios operativos están sujetos a los criterios de seguridad establecidos en el PR-08 puede generar descoordinación o desacuerdo entre las partes involucradas (COES y agentes), respecto a las decisiones tomadas en tiempo real, la programación de mantenimientos, así como las conclusiones de los estudios operativos anuales, basadas en la seguridad del sistema.
- b) Alternativa seleccionada. Realizar el cambio debido a que, los programas de intervenciones, programas de operación semanal y diario, reprogramas de la operación y los estudios operativos anuales, existentes y propuestos en los numerales 6.2.1 y 6.2.2, deberán ser analizados en el contexto del procedimiento PR-08, con el fin de que se monitoree en todos los horizontes de análisis, la seguridad del SEIN.

- c) Alternativas descartadas. No se analizó ninguna otra alternativa.

Análisis detallado de impactos de la alternativa seleccionada

Aspecto Técnico: Mayor claridad en el detalle de productos que deben cumplir con los criterios de seguridad sustentados en el procedimiento.

Aspecto Económico: No aplica.

Monitoreo y Evaluación

Revisión y seguimiento en las consideraciones de los programadas de intervenciones, operaciones y estudios operativos anuales.

2.2.3 Modificación del numeral 5.1.a

Se reformuló como numeral 5.1.1, donde se indica que COES determinará la configuración del SEIN, y se retira la obligación de realizarlo en los programas semanales y diarios. Se ha visto por conveniente que las decisiones de reconfiguraciones en el sistema provengan de análisis integrales por lo que en la misma modificación del procedimiento se plantea que se realicen los análisis para decidir la forma de operación de las subestaciones de doble barra y decidir la apertura de anillos en el sistema de transmisión.

Alternativa de solución

- a) No realizar cambios. Se descarta esta alternativa, debido a que las configuraciones del sistema no serán definidas en los programas semanales o diarios, sino en un estudio anual de configuración de subestaciones de doble barra.
- b) Alternativa seleccionada. Realizar el cambio ya que, bajo criterios de seguridad, el COES definirá la configuración del sistema, en base a un estudio operativo anual de configuraciones de subestaciones doble barra y un estudio anual en donde se definirá la apertura de anillos, acorde a lo indicado en los numerales 6.2.1 y 6.2.2 de la propuesta de cambio de procedimiento.
- c) Alternativas descartadas. No se analizó ninguna otra alternativa.

Análisis detallado de impactos de la alternativa seleccionada

Aspecto Técnico: Determinar periódicamente la configuración del sistema.

Aspecto Económico: No aplica.

Monitoreo y Evaluación

Revisión y seguimiento en el estudio operativo anual de configuraciones de subestaciones doble barra del SEIN que se realizará en el siguiente período

2.2.4 Incorporación del numeral 5.1.2

Se agregó el numeral 5.1.2, donde se indica que el COES definirá a qué conjunto de líneas se les considerará como principales enlaces del sistema, definición a la que

hace referencia la Norma Técnica de Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados en el numeral 7.4.2.

Alternativa de solución

- a) No realizar cambios. Se descarta esta alternativa, ya que, en caso no se defina cuáles son los principales enlaces del sistema y qué elementos lo componen, no será posible realizar el cálculo de las Regiones de Seguridad o límites de transmisión, y monitorear la seguridad de estos equipos en los programas semanales de intervenciones, de acuerdo con el numeral 5.1.4 del PR-08.
- b) Alternativa seleccionada. Realizar el cambio debido a que se requiere definir los enlaces principales del SEIN para su monitoreo y considerarlo en las simulaciones de los productos dentro del alcance del PR-08, complementando la Norma Técnica de Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados. Los criterios para calificar los principales enlaces será también parte del alcance del Estudio de Estabilidad que se realiza cada 4 años. Al ser un estudio especializado es oportuno que en esta instancia se definan cuáles serán las características de estos enlaces.
- c) Alternativas descartadas. No se analizó ninguna otra alternativa.

Análisis detallado de impactos de la alternativa seleccionada

Aspecto Técnico: Una mayor precisión en la identificación de los equipos más relevantes para la operación del sistema, y considerados para el cálculo de regiones de seguridad o límites de transmisión.

Aspecto Económico: No aplica.

Monitoreo y Evaluación

No aplica.

2.2.5 Modificación del numeral 5.1.c

Se reformuló como numeral 5.1.3, en donde se indica que el COES definirá el listado de contingencias que cumplirán con los criterios establecidos en el numeral 6 del procedimiento PR-08, adicionalmente a los equipos del STTN y que permitan mantener la seguridad del SEIN en el ámbito que se ha definido en el objetivo del procedimiento, considerando la Tasa de Ocurrencia de Falla en avenida y estiaje.

Alternativa de solución

- a) No realizar cambios. Se descarta esta alternativa, dado que, en ausencia de la definición de los equipos que deben ser monitoreados y aquellos que se considerarán como contingencias en las simulaciones, no se tendría un alcance claro para la aplicación del PR-08 durante los análisis en condiciones N y N-1 y esto podría llevar a exigir niveles de seguridad superiores a áreas o equipos que no han sido concebidos con criterios de resiliencia.

- b) Alternativa seleccionada. Realizar el cambio a fin de definir el listado de equipos monitoreados y el listado de contingencias, siendo equipos del STTN, principalmente, a fin de enfocar las evaluaciones de seguridad, según el alcance del presente procedimiento, y verificar la aplicación de los criterios de seguridad operativa indicados en los numerales 6.1, 6.2, 6.4 y 6.6, de la propuesta de modificación del procedimiento PR-08.
- c) Alternativas descartadas. No se analizó ninguna otra alternativa.

Análisis detallado de impactos de la alternativa seleccionada

Aspecto Técnico: Mejora en el proceso de selección de equipos a monitorear, y contingencias preseleccionadas que permiten exigir al sistema eléctrico niveles de seguridad de acuerdo con su diseño y planificación.

Aspecto Económico: No aplica.

Monitoreo y Evaluación

Revisión y seguimiento en los programas de intervenciones.

2.2.6 Incorporación del numeral 5.1.4

Se agregó el numeral 5.1.4, el cual estipula que, en el Programa Semanal de Intervenciones y en el Programa Diario de Intervenciones (este último de ser el caso), se determinarán los límites de transmisión o Regiones de Seguridad de los principales enlaces del SEIN, tomando en cuenta la Tasa de Ocurrencia de Falla en avenida y estiaje.

Alternativa de solución

- a) No realizar cambios. Se descarta esta alternativa, ya que, al no definir semanalmente las Regiones de Seguridad con las condiciones del sistema de transmisión actualizadas, podría impedir el aprovechamiento de la capacidad de la red de transmisión. La Región de Seguridad, permite observar de una manera sencilla los posibles efectos de las contingencias en diversos puntos de operación.
- b) Alternativa seleccionada. Adicionar el cambio dado que es fundamental definir los límites de transmisión o las regiones seguras de operación en el programa semanal de intervenciones, tomando en cuenta las condiciones actualizadas del sistema y la topología resultante de los mantenimientos programados dentro del horizonte de análisis.
- c) Alternativas descartadas. No se analizó ninguna otra alternativa

Análisis detallado de impactos de la alternativa seleccionada

Aspecto Técnico: Mejora en la periodicidad y precisión en la determinación de los límites de transmisión o regiones de seguridad.

Aspecto Económico: No aplica.

Monitoreo y Evaluación

Revisión y seguimiento en el análisis de regiones de seguridad, en los programas semanales de intervenciones.

2.2.7 Incorporación del numeral 5.1.5

Se agregó el numeral 5.1.5, en donde se indica que se debe definir las configuraciones de las subestaciones doble barra del STTN y STTR.

Alternativa de solución

- a) No realizar cambios. Se descarta esta alternativa, ya que al no definir una configuración específica a las barras del STTN y STTR, no se garantiza que la distribución de los equipos sea la más adecuada y segura para el sistema. Además, la ausencia de una configuración preestablecida generaría descoordinación en la programación y ejecución de maniobras, debido a la falta de claridad sobre la distribución de los equipos, lo que podría comprometer la seguridad operativa.
- b) Alternativa seleccionada. Adicionar el cambio ya que es necesario establecer las configuraciones de las subestaciones de doble barra, conforme a los criterios de seguridad establecidos en la propuesta de modificación del procedimiento PR-08, que considere los posibles cambios topológicos en la red debido a la incorporación o retiro de instalaciones del SEIN.

De esta forma se podrá asegurar que, bajo una distribución específica de equipos, los componentes de la subestación, tales como interruptores, seccionadores, acoples, entre otros, operen dentro de sus capacidades nominales y las contingencias en líneas o barras provoquen el menor impacto posible.

- c) Alternativas descartadas. No se analizó ninguna otra alternativa

Análisis detallado de impactos de la alternativa seleccionada

Aspecto Técnico: Incrementa la seguridad de las subestaciones del sistema.

Aspecto Económico: No aplica.

Monitoreo y Evaluación

Revisión y seguimiento en el estudio operativo anual de configuraciones de subestaciones doble barra, de acuerdo con el numeral 6.1.2 de la propuesta de cambio de procedimiento PR-08. Además, en el análisis de contingencias en los programas semanales y diarios de intervenciones se podrá validar la adecuada configuración de las subestaciones.

2.2.8 Incorporación del numeral 5.1.6

Se agregó el numeral 5.1.6, definiéndose como responsabilidad del COES la realización de los análisis en los periodos del día establecidos en función del horizonte de programación.

Alternativa de solución

- a) No realizar cambios. Se descarta esta alternativa, ya que es necesario incluir como una obligación del COES los instantes del día que serán analizados, siendo diferentes para una programación semanal y una programación diaria, por la reducción de la incertidumbre mientras el análisis es más cercano a la fecha de ejecución.
- b) Alternativa seleccionada. Aceptar el cambio debido a que es necesario determinar los escenarios de demanda donde se deban monitorear los equipos dentro del alcance del presente procedimiento, por medio de flujos de carga, con y sin contingencias, a fin de asegurar que se cumplan los criterios de seguridad establecidos en la propuesta de modificación del PR-08.
- c) Alternativas descartadas. No se analizó ninguna otra alternativa

Análisis detallado de impactos de la alternativa seleccionada

Aspecto Técnico: Estandarizar los periodos de análisis considerados en las evaluaciones de flujo de carga, en condiciones N y N-1, para los programas de intervenciones diario y semanal.

Aspecto Económico: No aplica.

Monitoreo y Evaluación

Revisión y seguimiento en el análisis eléctrico de los programas diario y semanal de intervenciones.

2.2.9 Modificación del numeral 5.1.d

Se reformuló como numeral 5.1.7, limitando la obligación de mantener actualizados en el Portal de Internet del COES solo los valores de Tensión de Operación de las Barras de los Sistemas de Transmisión del SEIN, ya que esas barras deberán ser el foco de todos los análisis de seguridad que se realicen en el SEIN.

Alternativas de solución:

- a) No realizar cambios. Se descarta esta alternativa, ya que en las evaluaciones y simulaciones eléctricas se monitorean principalmente las tensiones de las barras del sistema, por lo que no es necesario incluir las tensiones de operación de otros equipos, como las líneas de transmisión o transformadores.
- b) Alternativa seleccionada. Realizar el cambio debido a que es necesario tener conocimiento de las tensiones de operación, a fin de que, en las evaluaciones eléctricas, se identifiquen apropiadamente los límites superior e inferior, en los

cuales pueden operar las barras del SEIN, en estado normal o en estado de emergencia de operación.

- c) Alternativas descartadas. No se analizó ninguna otra alternativa.

Análisis detallado de impactos de la alternativa seleccionada:

Aspecto Técnico: Tener a disposición las tensiones de operación de las barras del sistema.

Aspecto Económico: No aplica.

Monitoreo y Evaluación:

Seguimiento del cumplimiento de publicación a través de la página web del COES que es libre acceso.

2.2.10 Modificación del numeral 5.2

Se reformuló el numeral 5.2, especificando que los agentes deben informar al COES, a través de la extranet o el medio que se determine, en caso de que alguno de sus equipos de transmisión experimente cambios temporales en su capacidad, ya sea durante la operación normal o en estado de emergencia. Además, la notificación de los agentes al COES sobre tales modificaciones deberá realizarse de manera oportuna, eliminando la premisa de que deben hacerlo anualmente, como se establecía previamente. Además, los cambios en las características de los equipos que no sean temporales y obedezcan a condiciones permanentes se encuentra regulado en el PR-20.

Alternativas de solución:

- a) No realizar cambios. Se descarta esta alternativa debido a que, si los agentes solo informan anualmente sobre los cambios temporales en la capacidad de sus equipos, existe el riesgo de que, al no notificar oportunamente al COES, durante la programación de corto plazo o la reprogramación de la operación, se supere la capacidad limitada de los equipos de transmisión, lo que podría ocasionar daños en los mismos.
- b) Alternativa seleccionada. Realizar el cambio sugerido debido a que es necesario que, los agentes comuniquen oportunamente al COES, los cambios temporales en la capacidad de sus equipos, para que se considere dicha premisa en las evaluaciones eléctricas y energéticas, a fin de no superar la capacidad temporal en la programación u operación del sistema.
- c) Alternativas descartadas. No se analizó ninguna otra alternativa.

Análisis detallado de impactos de la alternativa seleccionada:

Aspecto Técnico: Mejora en el flujo de la información brindada por los agentes sobre la capacidad de sus equipos, para ser considerada en las simulaciones.

Aspecto Económico: No aplica.

Monitoreo y Evaluación:

Revisión y seguimiento en las comunicaciones de los agentes con respecto a limitaciones de capacidad de sus equipos de transmisión y su inclusión en los programas de intervenciones correspondientes.

2.2.11 Modificación del numeral 6.1

Se reformuló el numeral 6.1, el cual indica que se aplicarán límites de transmisión o regiones de seguridad de los enlaces principales del sistema, donde la operación del SEIN debe de permanecer estable ante cualquiera de las contingencias predefinidas. Por otro lado, indica que, en escenarios de situación excepcional estos límites pueden ser superados, siempre y cuando en el estado post contingencia no se pierda la estabilidad del sistema, ni se evidencie la actuación del ERACMF.

Alternativas de solución:

- a) No realizar cambios. Se descarta esta alternativa debido a que, de no determinar límites operativos en los enlaces principales del sistema, el SEIN quedaría expuesto a presentar transgresiones de sobrecarga y/o tensión, inestabilidad o rechazo de carga, ante alguna de las contingencias predeterminadas de acuerdo con los numerales 5.1.3, 7.1 y 7.2, lo cual puede comprometer la seguridad de los sistema y sus equipos y la continuidad del suministro eléctrico.
- b) Alternativa seleccionada. Aceptar el cambio debido a que es fundamental identificar los límites de transmisión o las regiones de seguridad de los enlaces principales del SEIN con el fin de garantizar que este opere dentro de parámetros seguros y mantenga su estabilidad ante contingencias predefinidas.

Adicionalmente, es esencial establecer criterios claros para las Situaciones Excepcionales establecidas en el artículo 94 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, en las cuales podría permitirse el sobrepasar los límites de transmisión o de las regiones de seguridad. Esto flexibiliza la operación y programación frente a escenarios donde el punto de operación se ubique fuera de la zona segura o cuando no exista una región segura definida, siempre que se cumplan las condiciones previamente señaladas.

- c) Alternativas descartadas. No se analizó ninguna otra alternativa.

Análisis detallado de impactos de la alternativa seleccionada:

Aspecto Técnico: Mejora en los análisis de seguridad operativa, y mayor claridad en los criterios de aplicación de la situación excepcional, con respecto a límites de transmisión y regiones de seguridad.

Aspecto Económico: No aplica.

Monitoreo y Evaluación:

Revisión y monitoreo en el análisis de regiones de seguridad.

2.2.12 Modificación del numeral 6.2

Se ha reformulado el numeral 6.2, especificando que, para los equipos de los STTN y STTR, las configuraciones de las subestaciones de doble barra que permitan un nivel de seguridad determinado y la apertura de anillos que permitan el aprovechamiento de la capacidad de las redes de 220 kV y 500 kV serán determinadas a través de estudios operativos anuales. El criterio principal de estos análisis será garantizar que la topología resultante mantenga la estabilidad del sistema y minimice el impacto ante contingencias.

Asimismo, se establece que no se efectuará ningún cambio topológico con el fin de reducir el costo operativo, a menos que la configuración propuesta asegure la estabilidad del sistema, minimice el impacto de las contingencias, las cuales no deben causar interrupción de suministros.

Alternativas de solución:

- a) No realizar cambios. Se descarta esta alternativa debido a que, en ausencia de estudios operativos anuales específicos para determinar la configuración de las subestaciones de doble barra y la operación de sistemas en anillo, no sería posible establecer una topología adecuada para la operación del sistema. Esto es relevante dado que las condiciones del sistema pueden variar a lo largo del año, como las condiciones hidrológicas, los períodos de avenida y estiaje, por lo que se requiere un análisis detallado que considere estas variables y las posibles contingencias que podrían afectar la estabilidad del sistema.
- b) Alternativa seleccionada. Realizar el cambio debido a la necesidad de determinar la topología apropiada que mantenga la estabilidad del sistema y minimice los impactos de las contingencias preseleccionadas, priorizando la seguridad del SEIN.
- c) Asimismo, se observa la necesidad de enfatizar que todo cambio topológico en el sistema debe ser a fin de preservar o mantener la seguridad de este, y deberá ser únicamente por consideraciones económicas o de minimización de costos operativos. De este modo, se aclara el criterio adoptado por el COES al tomar decisiones sobre modificaciones en la topología de la red.
- d) Alternativas descartadas. No se analizó ninguna otra alternativa.

Análisis detallado de impactos de la alternativa seleccionada:

Aspecto Técnico: Claridad en los criterios considerados para cambios topológicos y mejora en los análisis orientados a la determinación de la topología del SEIN.

Aspecto Económico: No aplica.

Monitoreo y Evaluación:

Revisión y seguimiento en los estudios operativos anuales de configuraciones de subestaciones doble barra, y de operación de anillos.

2.2.13 Modificación del numeral 6.3

Se ha modificado el numeral 6.3, estableciendo que, para los equipos con una tensión nominal superior a 100 kV que no forman parte del STTN o STTR, únicamente se aplicarán análisis de flujo de carga sin considerar contingencias, con el fin de verificar la operación en condiciones de estado normal.

Alternativas de solución:

- a) No realizar cambios. Se descarta esta alternativa, ya que, al considerar los equipos con una tensión superior a 100 kV que no forman parte del STTN y STTR dentro del análisis de contingencias, podrían surgir situaciones en las que no sea posible cumplir con las exigencias de seguridad establecidas en este procedimiento, ya que dichos sistemas no han sido diseñados para soportar contingencias por existir certeza de que provenga de un proceso de planificación. Esta situación podría afectar la programación de mantenimientos de equipos aledaños, lo cual no debería ocurrir, dado que se trata de una condición preexistente en estos sistemas.
- b) Alternativa seleccionada. Realizar el cambio dado que los equipos fuera de los STTN y STTR, podrían no ser parte de un proceso de planificación centralizado y, por lo tanto, no han sido diseñados para soportar condiciones N-1, no es factible exigir que cumplan con los criterios de seguridad, ante contingencias. En ese sentido, se presenta la necesidad de flexibilizar los análisis de dichas redes, sometiéndolas solo a flujos de carga para monitorear la operación en condiciones de estado normal.
- c) Alternativas descartadas. No se analizó ninguna otra alternativa.

Análisis detallado de impactos de la alternativa seleccionada:

Aspecto Técnico: Delimitación de equipos excluidos dentro del análisis de contingencias.

Aspecto Económico: No aplica.

Monitoreo y Evaluación:

No aplica.

2.2.14 Modificación del numeral 6.4

Se ha modificado el numeral 6.4, en el cual se establece que, respecto a la programación de la indisponibilidad de equipos pertenecientes al STTN de 500 kV, se verificará la operación en estado normal y ante contingencias simples, conforme a lo indicado en los numerales 5.1.3 y 7.1, a través de simulaciones de flujo de carga. Adicionalmente, en aquellos casos excepcionales en los que no exista un periodo en el año en el cual se cumplan los criterios de seguridad N-1, la

intervención deberá programarse en un periodo que genere el menor impacto posible frente a las contingencias preseleccionadas.

Alternativas de solución:

- a) No realizar cambios. Se descarta esta alternativa debido a que, en caso de no realizarse el análisis indicado en la modificación, no será posible verificar riesgos o transgresiones que puedan surgir en tiempo real, o medidas de mitigación en casos de fallas. Además, si no se establece que, en aquellos casos en los que los equipos de 500 kV del STTN no cumplan con los criterios N-1 en ningún momento del año, estas deberán evaluarse para su intervención en periodos con el menor impacto posible sobre el SEIN; los agentes podrían solicitar la indisponibilidad de estos equipos en cualquier fecha del año, bajo el supuesto de que la indisponibilidad nunca cumple con las exigencias ante contingencias, por lo que la fecha de su programación es indistinta. Este escenario implicaría que dichas solicitudes fueran canceladas o pospuestas (según la urgencia de la actividad) por parte de COES, hasta que se presenten las mejores condiciones posibles, para minimizar el impacto en el sistema.
- b) Alternativa seleccionada. Realizar el cambio ya que es necesario establecer los análisis correspondientes para evaluar la seguridad del sistema ante la indisponibilidad de equipos de 500 kV pertenecientes al STTN, puntualizando que podrá ser posible su indisponibilidad en caso no deteriore la seguridad del sistema. En este sentido, se ha identificado la necesidad de especificar que, en aquellos casos donde la indisponibilidad de algún equipo de 500 kV del STTN no cumpla con los criterios N-1, debido a la presencia de sobrecargas elevadas superiores al 20% o problemas de sub tensión, y esto ocurra en cualquier momento del año, se deben llevar a cabo sus programas de mantenimientos preventivos o correctivos en estos equipos, se procederá a evaluar la programación de la intervención en un periodo en el que se minimice el impacto sobre el SEIN. Cabe mencionar que, debido al crecimiento de la demanda en el sistema y retraso en el ingreso de los proyectos de transmisión, actualmente ya se presentan casos en donde no habría condiciones en todo el año, para la programación de indisponibilidad de algunos enlaces en 500 kV, por no pasar contingencias.
- c) Alternativas descartadas. No se analizó ninguna otra alternativa.

Análisis detallado de impactos de la alternativa seleccionada:

Aspecto Técnico: Mayor claridad en los criterios para la programación de indisponibilidad de equipos de 500 kV del STTN.

Aspecto Económico: No aplica.

Monitoreo y Evaluación:

Revisión y seguimiento en los programas de intervenciones.

2.2.15 Modificación del numeral 6.5

Se ha modificado el numeral 6.5, donde se indica que no se autorizarán energizaciones de transformadores de potencia de 500 kV o 220 kV sin mando sincronizado, en caso de que, en su EPO y EO, se especifique que sí requieren tal equipamiento. Asimismo, se indica que se cancelarán las pruebas de energización si es que ocurre restricción de suministros o se detecte el riesgo de producirse.

Alternativas de solución:

a) No realizar cambios. Se descarta esta alternativa debido a que, al no haber una exigencia en el PR-08, una exigencia respecto al control de los efectos de la energización de transformadores de potencia de 500 kV y 220 kV, se expone al sistema a posibles desconexiones indeseadas de carga u otros equipos aledaños, por altas corrientes de magnetización o transitorias que podrían producirse durante las maniobras energización. La exigencia de estos equipos en los EPOs y EOs son evidencia de la necesidad permanente de que operen, por lo que no debe existir opción a que los transformadores se conecten sin hacer uso del mando sincronizado.

b) Alternativa seleccionada. Realizar el cambio dado que existe la necesidad de prohibir la energización de transformadores sin el correcto funcionamiento de todos los equipos y funciones que han condicionado su incorporación al SEIN.

Además, se debe establecer que, en el caso de que durante las pruebas de energización se produzca alguna desconexión de carga o exista riesgo de que esto ocurra, las maniobras serán inmediatamente suspendidas. Debido a que la prioridad en todo momento será garantizar la continuidad del suministro eléctrico. Bajo este principio, tanto el COES como los agentes estarán debidamente informados sobre las acciones a tomar en tales circunstancias.

c) Alternativas descartadas. No se analizó ninguna otra alternativa.

Análisis detallado de impactos de la alternativa seleccionada:

Aspecto Técnico: Fijación de criterios para la programación y ejecución de maniobras de energización de transformadores de potencia de 500 kV y 220 kV sin mando sincronizado.

Aspecto Económico: No aplica.

Monitoreo y Evaluación:

Revisión y seguimiento en las pruebas y maniobras de energización de transformadores de potencia.

2.2.16 Modificación del numeral 6.6

Se ha modificado el numeral 6.6, donde se explica que, con respecto a la autorización de la exportación de energía, se debe validar por medio de análisis de flujo de carga en condiciones N y N-1, que no se deteriore la seguridad del sistema.

Alternativas de solución:

- a) No realizar cambios. Se descarta esta alternativa debido a que, si no se valida previamente que el sistema pueda mantenerse operando dentro de sus parámetros permisibles ante el incremento de demanda generado por la exportación de energía, se podrían presentar riesgos. Es necesario asegurar que la estabilidad del sistema se mantenga frente a contingencias preseleccionadas, monitoreando la variación en los flujos de los equipos del STTR y STTN en los cuales que la exportación tenga un impacto. De no llevarse a cabo esta validación, podrían surgir transgresiones no identificadas previamente, lo que comprometería la seguridad del sistema ante dichas contingencias. En este sentido, una falla que, en ausencia de exportación, no cause un impacto significativo en el sistema, podría generar efectos adversos sobre los equipos monitoreados del STTR y STTN si se considera la exportación, incluso llevando a la pérdida de carga en algunas de las contingencias preseleccionadas.
- b) Alternativa seleccionada. Realizar el cambio ya que es imprescindible validar que el sistema pueda operar dentro de los parámetros permitidos en condiciones normales, asegurando que no se comprometa su seguridad frente a contingencias preseleccionadas que afecten los equipos del STTR y STTN, en los cuales la exportación tenga influencia.
- c) Alternativas descartadas. No se analizó ninguna otra alternativa.

Análisis detallado de impactos de la alternativa seleccionada:

Aspecto Técnico: Mayor claridad en los criterios para la autorización de exportación de energía.

Aspecto Económico: No aplica.

Monitoreo y Evaluación:

Revisión y seguimiento en los excedentes de exportación publicados en los programas de operación, y en el análisis eléctrico de los programas de intervenciones.

2.2.17 Modificación del numeral 6.9

Se ha modificado el numeral 6.9, el cual establece que, en caso de identificarse la necesidad de implementar un esquema de rechazo automático de carga o generación para mantener la estabilidad del sistema frente a contingencias de los equipos del STTN, conforme al numeral 7.1 del PR-08, dichos esquemas serán definidos en el estudio anual de estabilidad, de acuerdo con lo estipulado en la NTCOTR, y serán implementados por los agentes involucrados.

Alternativas de solución:

- a) No realizar cambios. Se descarta esta alternativa debido a que, si no se incluyen en el estudio de estabilidad los esquemas RACG necesarios para

mantener la estabilidad del sistema, no existirían medidas de mitigación que garanticen la seguridad del sistema ante contingencias en los equipos del STTN. Esto podría provocar desconexiones en cadena de equipos debido a sobrecargas elevadas, desconexión intempestiva de carga o pérdida de suministro. Asimismo, la implementación de estos esquemas propone medidas de mitigación automáticas, acortando el tiempo de respuesta ante fallas y aporta a la reducción del costo de operación del SEIN, ya que permite aprovechar toda la capacidad de transmisión de los equipos, sin establecer restricciones de flujo por seguridad.

- b) Alternativa seleccionada. Realizar el cambio debido a que la implementación de esquemas automáticos proporciona una medida de mitigación inmediata ante los efectos o transgresiones en los equipos del STTN y STTR ocasionadas por la desconexión de algún equipo del STTN debido a una falla. Esta acción permite reducir los riesgos durante la operación, como el daño a los equipos o la pérdida de carga, y previene la inestabilidad del sistema. Adicionalmente, el objetivo del numeral 6.9 está alineado con los numerales 7.2.2 y 7.3.1 de la NTCOTR.
- c) Alternativas descartadas. No se analizó ninguna otra alternativa.

Análisis detallado de impactos de la alternativa seleccionada:

Aspecto Técnico: Mejora en la determinación de implementación de Esquemas Automáticos de Rechazo de carga o generación.

Aspecto Económico: No aplica.

Monitoreo y Evaluación:

Revisión y seguimiento en el estudio operativo de estabilidad.

2.2.18 Modificación del numeral 6.10

Se modifica el numeral 6.10, en el cual se agrega el detalle de los criterios considerados durante la operación en situación excepcional.

Alternativas de solución:

- a) No realizar cambios. Se descarta esta alternativa debido a que, ante la falta de límites operativos y condiciones mínimas que deben mantenerse durante la operación del sistema en situación excepcional, existe el riesgo de que se tomen decisiones operativas que comprometan la seguridad y estabilidad del sistema. Además, de no establecerse límites claramente definidos en relación con las regiones de seguridad, durante el periodo de situación excepcional, en el contexto de una contingencia preseleccionada, podrían producirse, en el escenario post-contingencia, huecos de tensión, tensiones por debajo de 0.9 p.u., o sobrecargas superiores al 50% de las capacidades nominales de los equipos monitoreados.

- b) Alternativa seleccionada. Realizar el cambio debido a que, en el PR-08, los porcentajes de sobrecarga y los criterios aplicables durante el periodo de situación excepcional estaban definidos conforme al "Procedimiento Técnico del COES Operación del SEIN en Situación Excepcional" (PR-39); no obstante, dicho procedimiento técnico fue tácitamente derogado con la publicación del Decreto Supremo N° 040-2017-EM, el 13 de diciembre de 2017, que modificó los artículos 95 y 96 de la Ley de Concesiones Eléctricas, incorporando la regulación correspondiente a la Situación Excepcional. En virtud de este cambio normativo, se hace necesario determinar los rangos de sobrecarga y tensiones a considerar durante los periodos en los que el COES disponga la aplicación de la Situación Excepcional.
- c) Alternativas descartadas. No se analizó ninguna otra alternativa.

Análisis detallado de impactos de la alternativa seleccionada:

Aspecto Técnico: Determinación de límites operativos considerados durante los periodos de Situación Excepcional.

Aspecto Económico: No aplica.

Monitoreo y Evaluación:

Revisión y seguimiento en los programas de intervenciones y reprogramación de la operación.

2.2.19 Modificación del numeral 7.2

Se modifica el numeral 7.2, estableciendo que, en las simulaciones de análisis dinámico de contingencias, ante la falla de un equipo del STTN, no deberá activarse ninguno de los esquemas ERACMF o ERACMT. Además, se precisa que, en el escenario post-falla, una vez alcanzado un nuevo punto de operación estable en las simulaciones, las sobrecargas en los equipos del STTN y STTR no deberán exceder el 20% de su capacidad nominal.

Por otro lado, se mantiene la premisa que el SEIN debe permanecer estable, estableciendo que las oscilaciones que se presenten deben amortiguarse, y que en las barras de la zona de influencia la tensión no debe estar por debajo de 0,8 p.u. durante más de 1 segundo.

Alternativas de solución:

- a) No realizar cambios. Se descarta esta alternativa debido a que, de no exigir la no actuación de los esquemas ERACMF o ERACMT ante contingencias en el STTN, se pone en riesgo la continuidad del suministro tanto para los usuarios libres como regulados, quienes podrían experimentar restricciones en el suministro en caso de una contingencia. Por otro lado, si no se establece un límite máximo de sobrecarga del 20% en los equipos de transmisión, una vez que el sistema alcance un nuevo punto de operación estable, se corre el riesgo de que, al presentarse sobrecargas mayores, se produzcan

desconexiones en cascada de equipos y, en consecuencia, la desconexión de carga.

- b) Alternativa seleccionada. Realizar el cambio debido a que es necesario que las contingencias en los equipos del STTN no generen la actuación de los esquemas ERACMF o ERACMT, con el fin de priorizar la continuidad del suministro eléctrico para los usuarios del sistema.

Por otro lado, es fundamental especificar que, una vez alcanzado un nuevo punto de operación estable, las sobrecargas en los equipos de transmisión del STTN y STTR no deben superar el 20%, en concordancia con lo indicado en el numeral 7.1 de la propuesta de modificación del PR-08 y el numeral 8.3 del PR-20.

Finalmente, es necesario mantener la premisa de que, tras una falla, las tensiones en las barras del STTN y STTR no deben descender por debajo de 0,8 p.u. durante más de 1 segundo, lo cual está en línea con lo establecido en el numeral 8.4 del PR-20.

La definición de estos criterios de seguridad, a ser considerados en las simulaciones dinámicas de contingencias, responde a la premisa de priorizar la prevención de la desconexión de carga del sistema, garantizar la continuidad del suministro eléctrico y mantener los valores de los equipos del sistema dentro de los rangos permisibles considerados durante la planificación y diseño de la red de transmisión.

- c) Alternativas descartadas. No se analizó ninguna otra alternativa.

Análisis detallado de impactos de la alternativa seleccionada:

Aspecto Técnico: Especificación en las tolerancias permisibles ante condiciones N-1 en análisis dinámico, y concordancia con los límites exigidos desde la planificación.

Aspecto Económico: No aplica.

Monitoreo y Evaluación:

Revisión y seguimiento en el análisis eléctrico de los programas de intervenciones.

2.2.20 Modificación del numeral 7.3

Se ha modificado el numeral 7.3, en el que se indica que las capacidades consideradas en los equipos de transmisión serán las declaradas por el titular por medio de la extranet COES, y en caso de situación excepcional, se considerarán las tolerancias indicadas en el numeral 6.10 de la propuesta de modificación del PR-08.

Alternativas de solución:

- a) No realizar cambios. Se descarta esta alternativa debido a que, de no basar las simulaciones en las capacidades declaradas por el agente en estado

normal de operación, o considerando una sobrecarga máxima del 20% en escenarios de situación excepcional, se corre el riesgo de que se presenten transgresiones o sobrecargas no identificadas en tiempo real, que superen estos límites, lo que podría generar una programación incorrecta y comprometer la seguridad del sistema.

- b) Alternativa seleccionada. Realizar el cambio debido a que, en las simulaciones de estado estacionario y análisis dinámico, es necesario utilizar parámetros que sean consistentes con la información oficial proporcionada por el agente y validada por COES, con el objetivo de asegurar que el sistema opere dentro de los rangos permisibles, manteniendo así la estabilidad del SEIN.
- c) Alternativas descartadas. No se analizó ninguna otra alternativa.

Análisis detallado de impactos de la alternativa seleccionada:

Aspecto Técnico: Claridad en los parámetros o datos de capacidades de equipos de transmisión considerados para las simulaciones de contingencias.

Aspecto Económico: No aplica.

Monitoreo y Evaluación:

Revisión y seguimiento en el análisis eléctrico de los programas de intervenciones.

2.2.21 Modificación de los numerales 7.5 y 8.1

Se ha incorporado el numeral 7.5 (anteriormente numeral 7.3), en el que se establece que, en los casos donde no sea posible cumplir con las exigencias del numeral 7.1 de la propuesta de modificación del PR-08 ante una contingencia, se deberá evaluar la modificación del despacho económico, considerando la incorporación de perfiles de generación de centrales ya en servicio o la puesta en servicio de unidades térmicas por seguridad.

De forma similar, se ha modificado el numeral 8.1, en donde en línea con lo mencionado en el numeral 7.5 de la propuesta de modificación del PR-08, se precisa en la metodología la aplicación de la modificación del despacho por seguridad.

Alternativas de solución:

- a) No realizar cambios. Se descarta esta alternativa, ya que, en la práctica, se ha comprobado que, en determinadas zonas del sistema, modificar la generación de unidades ya operativas tiene un mayor efecto al reducir sobrecargas, en comparación con el arranque de una(s) unidad(es) adicional(es). Por lo que, no incluir esta opción limitaría el análisis a la única alternativa de arranque de unidades, lo cual podría resultar en un caso más costoso que la modificación del despacho de unidades en servicio.

- b) Alternativa seleccionada. Realizar el cambio ya que es necesario incluir la alternativa de modificar el despacho de unidades en servicio para abordar escenarios en los que no exista o haya una unidad térmica disponible en la zona de influencia que pueda ser arrancada por razones de seguridad, así como aquellos escenarios en los que se presenten mejores condiciones para mitigar sobrecargas mediante la modificación del despacho de unidades operativas, en lugar del arranque de unidades térmicas fuera de servicio. Esto permite ampliar las alternativas de solución ante contingencias que no cumplan con lo exigido en el numeral 7.1 de la propuesta de modificación del PR-08, para elegir la opción que implique el menor costo operativo.
- c) Alternativas descartadas. No se analizó ninguna otra alternativa.

Análisis detallado de impactos de la alternativa seleccionada:

Aspecto Técnico: Mejora en la aplicación del análisis de seguridad, para mitigación de sobrecargas elevadas ante contingencias del STTN que no cumplan con el numeral 7.1 del PR-08.

Aspecto Económico: Posibilidad de reducir costos operativos aplicando la modificación del despacho por seguridad, ante contingencias que no cumplan con lo indicado en el numeral 7.1 de la propuesta de modificación del PR-08

Monitoreo y Evaluación:

Revisión y seguimiento en los reprogramas de la operación, programas de intervenciones y operaciones.

2.2.22 Modificación de los numerales 8.2 y 8.3

Se ha modificado el numeral 8.2, en el que se ha precisado que, en relación con la programación del arranque de unidades por razones de seguridad, únicamente corresponde a unidades térmicas a solicitud de un agente. Asimismo, se ha modificado el numeral 8.3 precisando la compensación por la operación de las Unidades de Generación Térmica por Seguridad en el ámbito del PR-33.

Alternativas de solución:

- a) No realizar cambios. Se descarta esta alternativa debido a que, en caso de no especificarse que la solicitud de un agente de arrancar unidades por seguridad solo aplica a unidades térmicas, podría generarse la solicitud de operación de una unidad hidráulica que no se encuentre en operación por falta de recurso hídrico. Bajo ese escenario, forzar la operación de una unidad hidráulica comprometería la optimización de su embalse diario o semanal, dado que se podría agotar el recurso hídrico disponible, el cual conviene sea reservado para periodos de mayor demanda.
- b) Alternativa seleccionada. Realizar el cambio ya que es necesario precisar que los agentes únicamente pueden solicitar el arranque de unidades térmicas por razones de seguridad, con el fin de mejorar la claridad en cuanto al

alcance de la aplicación del numeral 8.2 del PR-08. De igual manera, en aplicación del numeral 8.3 las compensaciones por la operación de Unidades de Generación Térmica por Seguridad, en concordancia con lo establecido en el PR-33.

- c) Alternativas descartadas. No se analizó ninguna otra alternativa.

Análisis detallado de impactos de la alternativa seleccionada:

Aspecto Técnico: Mayor claridad para la aplicación del numeral 8.2 del PR-08.

Aspecto Económico: No aplica.

Monitoreo y Evaluación:

Revisión y seguimiento en los reprogramas de la operación, programas de intervenciones y operaciones.

2.3 Propuesta de modificación del PR-08

Considerando los aspectos objeto de revisión, a los que se refiere los numerales 2.1 y 2.2 del presente informe, y el análisis de la opinión del COES a los comentarios de los agentes al proyecto, desarrollados en el Anexo 1, y considerando la cantidad de modificaciones y evitar errores de aplicación se propone un nuevo texto del PR-08 de acuerdo con lo indicado en el Anexo 2 del presente informe. Asimismo, a fin de concordar el nuevo PR-08, corresponde modificar el PR-09 y el GLOSARIO como a continuación se detalla.

2.3.1 Modificaciones del PR-09

- En el Cuadro N° 2 del PR-09 se propone cambiar la referencia al Procedimiento Técnico del COES N° 39 "Operación del SEIN en Situación Excepcional" (PR-39), por no encontrarse vigente, por la referencia al PR08, de acuerdo con lo siguiente:

Dice	Propuesta
Solo en estado de Situación Excepcional las tensiones no deberán exceder los márgenes del $\pm 7\%$ de la Tensión de Operación conforme al Procedimiento Técnico del COES N° 39 "Operación del SEIN en Situación Excepcional" (PR-39).	Solo en estado de Situación Excepcional las tensiones no deberán exceder los márgenes del $\pm 7\%$ de la Tensión de Operación conforme al Procedimiento Técnico del COES N° <u>08 "Criterios de Seguridad Operativa de Corto Plazo para el SEIN" (PR-08)</u>

- En el numeral 7.6.4 del PR-09 se propone cambiar la tolerancia de variación de la frecuencia, de acuerdo con lo siguiente:

Dice	Propuesta
Durante el Estado de Alerta, el SEIN opera bajo las siguientes condiciones: (i) La frecuencia varía entre 59,1 Hz hasta 61 Hz excediendo el rango de operación normal de 60 Hz $\pm$ 0.6 % (entre 59.64 y 60.36 Hz).	Durante el Estado de Alerta, el SEIN opera bajo las siguientes condiciones: (i) La frecuencia varía entre 59,2 Hz hasta 61 Hz excediendo el rango de operación normal de 60 Hz $\pm$ 0.6 % (entre 59.64 y 60.36 Hz).

3. En el numeral 7.6.5 del PR-09 se propone cambiar la tolerancia de variación de la frecuencia, de acuerdo con lo siguiente:

Dice	Propuesta
(i) La frecuencia momentáneamente es menor a 59.1 Hz o mayor a 61 Hz.	i) La frecuencia momentáneamente es menor a 59,2 Hz o mayor a 61 Hz.

4. En el numeral 7.7 se propone cambiar la referencia al Procedimiento Técnico del COES N°39 "Operación del SEIN en Situación Excepcional" (PR-39), por no encontrarse vigente, por la referencia al PR-08, de acuerdo con lo siguiente:

Dice	Propuesta
7.7 Operación del SEIN en Situación Excepcional Se procederá de acuerdo a lo establecido en el Procedimiento Técnico del COES N° 39 "Operación del SEIN en Situación Excepcional" (PR-39).	7.7 Operación del SEIN en Situación Excepcional Se procederá de acuerdo con lo establecido en el Procedimiento Técnico del COES N° 08 "Criterios de Seguridad Operativa de Corto Plazo para el SEIN" (PR-08).

2.3.2 Modificación del GLOSARIO

Producto del nuevo texto del PR-08, es necesario incorporar la definición de Región de Seguridad en el GLOSARIO, de acuerdo con la siguiente descripción:

"Región de Seguridad: Nomograma cuyos ejes son dos variables operativas (generación y/o flujo) seleccionadas sobre un plano cartesiano, en el que el operador puede modificar el despacho del sistema sin

encontrar violaciones de los criterios de seguridad de la operación. Los límites o fronteras se determinan a partir de la evaluación de la capacidad térmica de los equipos, y los criterios de seguridad transitoria y de tensión establecidos.”

3. Conclusiones

Teniendo en cuenta a lo sustentado en el presente informe, se recomienda proceder a la publicación del nuevo PR-08, de acuerdo con lo dispuesto en el Anexo 2 del presente informe, y la modificación del PR-09 y del GLOSARIO, de acuerdo con lo dispuesto en el numeral 2.3, de conformidad con el Reglamento COES y la Guía.

[sbuenalaya]

//pcho

Esta es una copia auténtica imprimible de un documento electrónico archivado por Osinergrmin, aplicando lo dispuesto por el Art. 25 de D.S. 070-2013-PCM y la Tercera Disposición Complementaria Final del D.S. 026-2016-PCM. Su autenticidad e integridad pueden ser contrastadas a través de la dirección web <https://verifica.osinergrmin.gob.pe/visor-docs/> ingresando el código **YX3K06cy9E**.
No aplica a notificaciones electrónicas.

Anexo 1

Análisis sobre los comentarios recibidos por la publicación del proyecto de modificación del PR-08 y PR-09 publicado con Resolución N° 101-2025-OS/PRES

1. Comentarios de Engie Energía Perú S.A. (Engie)

1.1 Comentario 1 de Engie

Numeral 5.1

No se debe eliminar de las responsabilidades del COES, el mantener actualizados en su Portal de Internet los tipos y las Tasas de Ocurrencia de Fallas de los equipos de transmisión y de los equipos de generación del SEIN, que se considera para la aplicación del numeral 6.12. Por lo tanto, se solicita agregar/mantener el siguiente numeral

“5.1.10 Mantener actualizados en el Portal de Internet del COES los tipos y las Tasas de Ocurrencia de Fallas de los equipos de transmisión y de los equipos de generación del SEIN, comprendidos en los numerales 5.1.3 y 6.12 del presente Procedimiento.”

Sustento

Se solicita no eliminar la publicación de esta información, debido a que la Tasa de Ocurrencia de Fallas se requiere para determinar el Costo Previsto y definir el listado de contingencias de equipos, por lo que con la finalidad de tener una mayor transparencia en la información de dicho cálculo lo mejor es que se mantenga su publicación.

Opinión del Coes

De acuerdo con la sugerencia:

Actualmente, el COES publica el informe técnico “Tasa de Ocurrencia de Fallas de las Líneas de Transmisión y Equipos de Generación del SEIN”. Dicho informe se encuentra disponible en el portal corporativo, en el siguiente enlace: [www.coes.org.pe/Operación/Operación del SEIN/Tasa de Fallas](http://www.coes.org.pe/Operación/Operación%20del%20SEIN/Tasa%20de%20Fallas). Por tanto, concordamos en que este informe continúe publicándose. Hay que tener en cuenta que el PR-08 no propone dentro de los análisis la consideración de desconexión de generación por lo que no es necesario publicar la información estadística sobre la desconexión de generadores.

En ese sentido, se agrega el numeral 5.1.10:

“5.1.10 Mantener actualizados en el Portal de Internet del COES los tipos y las Tasas de Ocurrencia de Fallas de los equipos de transmisión del SEIN, comprendidos en el numeral 5.1.3 del presente Procedimiento.”

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES. Sin perjuicio de lo mencionado por el COES, se deberá incluir las tasas de Ocurrencia de Fallas de los equipos de transmisión y de generación inclusive.

Por lo tanto, corresponde incorporar el numeral 5.1.10 al proyecto de modificación del PR-08, considerando lo propuesto por el Coes.

“5.1.10 Mantener actualizados en el Portal de Internet del COES los tipos y las Tasas de Ocurrencia de Fallas de los equipos de generación y transmisión del SEIN, comprendidos en el numeral 5.1.3 del presente Procedimiento.”

1.2 Comentario 2 de Engie

Numeral 5.1.2

En la propuesta no se incluyen los criterios técnicos concretos para definir los principales enlaces del SEIN y hace referencia al Estudio de Estabilidad, el cual se actualiza cada 4 años y no considera el término “Región de Seguridad”, a diferencia de lo que se indica en este procedimiento.

Se solicita agregar el siguiente texto:

“5.1.2 Establecer los criterios técnicos para definir los principales enlaces del SEIN, a través del estudio de Estabilidad del SEIN al que se refiere el numeral 7.4 de la Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados, el cual deberá tomar en cuenta los límites de transmisión o Regiones de Seguridad definidas en el presente procedimiento.”

Sustento

El numeral 5.1.2. del proyecto no establece de forma explícita los criterios para definir los principales enlaces en el Estudio de Estabilidad del SEIN, por lo que corresponde al COES definirlos en su aplicación práctica. Estos criterios deberán considerar los aspectos de estabilidad transitoria, de tensión y de frecuencia, así como el análisis de contingencias relevantes.

Asimismo, se solicita encargar al COES que defina los criterios para que un enlace de transmisión sea considerado como “importante” y sea incluido como parte de los Estudios de Estabilidad del SEIN. Además, es necesario unificar y establecer de forma clara los criterios para definir los límites de transmisión o Regiones de Seguridad de estos enlaces, a fin de que haya coherencia entre lo definido en el Estudio de Estabilidad (cada 4 años) y lo del presente procedimiento (periodicidad semanal), o por lo menos tener claro cómo se relacionan ambos resultados.

Opinión del Coes

Sugerencia “parcialmente” aceptada:

Se acepta la sugerencia de establecer los criterios Técnicos para definir los enlaces principales del SEIN. Esto se realizará en el Estudio de Estabilidad, lo que permitirá transparencia sobre las decisiones del COES.

No se acepta la sugerencia: “...**el cual deberá tomar en cuenta los límites de transmisión o Regiones de Seguridad definidas en el presente procedimiento.**”

Respecto a esto es importante precisar que, conforme a lo señalado en el numeral 6.1 de la propuesta de modificación del PR-08, los límites de transmisión y/o las Regiones de Seguridad se calcularán para los principales enlaces (toda vez que ya se tenga definidos estos enlaces). En consecuencia, resulta necesario en primer lugar, definir en el Estudio de Estabilidad dichos enlaces y, sobre la base de ellos, como consecuencia, establecer los límites de transmisión y las Regiones de Seguridad correspondientes.

En ese sentido, se propone el siguiente numeral 5.1.2:

“5.1.2 Establecer las condiciones o características que tiene que cumplir una o varias líneas de transmisión para que sean calificadas como Principales Enlaces del SEIN a través del estudio de Estabilidad del SEIN al que se refiere el numeral 7.4 de la Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados.”.

Con la finalidad de dar precisiones a la definición de volumen útil, evitando interpretaciones incorrectas en su aplicación, y atendiendo a otras sugerencias, se ha modificado la definición del Volumen útil, para mejor entendimiento, quedando el texto de la siguiente manera.

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES.

Por lo tanto, corresponde modificar el numeral 5.1.2 del proyecto de modificación del PR-08 con la siguiente redacción:

“5.1.2 Establecer las condiciones o características que tiene que cumplir una o varias líneas de transmisión para que sean calificadas como Principales Enlaces del SEIN a través del estudio de Estabilidad del SEIN al que se refiere el numeral 7.4 de la Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados.”.

1.3 Comentario 3 de Engie

Numeral 5.1.3

En la propuesta no se establece una etapa previa donde los agentes puedan realizar observaciones y comentarios respecto al listado de Contingencias.

Se solicita agregar el siguiente texto:

“5.1.3 Definir y publicar en la web del COES el listado de Contingencias de equipos que, adicionalmente a las del STTN, se consideren para la aplicación de los

numerales 6.1, 6.2, 6.4 y 6.6, para lo cual el COES definirá la frecuencia y plazos de revisión para que los agentes puedan presentar sus observaciones y comentarios.”

Sustento

La propuesta no contempla una etapa de retroalimentación en la que los agentes del SEIN puedan presentar observaciones ó comentarios al listado de contingencias definido por el COES. Esta ausencia limita la transparencia y la participación de los agentes en un aspecto crítico para la operación en tiempo real. De esta forma se fortalecería la legitimidad y aceptación del listado publicado.

Opinión del Coes

Sugerencia parcialmente de acuerdo:

El COES, en el marco de su función de preservar la seguridad del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional, elaborará un listado de contingencias, adicionales a las del STTN, con base en políticas de seguridad. Someter dicho listado a un proceso de observaciones por parte de los Agentes podría generar demoras en su aplicación y, en consecuencia, representar un riesgo para la seguridad del sistema. Por otro lado, si se establecen las consideraciones técnicas, no resultarían procedentes observaciones orientadas a excluir equipos del referido listado, dado que los elementos seleccionados han sido determinados como indispensables para garantizar la seguridad operativa del sistema y su selección no es arbitraria o discrecional.

Sin perjuicio de lo anterior, y en vista de la sugerencia, se propone el siguiente numeral 5.1.3:

“5.1.3 Definir y publicar en la web del COES el listado de Contingencias de equipos que, adicionalmente a las del STTN, se consideren para la aplicación de los numerales 6.1, 6.2, 6.4 y 6.6. La lista de equipos y contingencias se determinará tomando en cuenta su Tasa de Ocurrencia de Falla, (para Periodos de Avenidas y Estiaje), y/o la severidad de las fallas en los mismos.

En caso de que un agente considere que un equipo del STTR deba incorporarse en dicho listado, deberá remitir el sustento correspondiente mediante carta, a fin de que sea evaluado por el COES.

La actualización del listado de contingencias tendrá en cuenta el ingreso o retiro de instalaciones, los nuevos equipos indicados a solicitud de los agentes y los equipos adicionales a criterio del COES, y será oportunamente publicada en la página web institucional.”

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES.

Por lo tanto, corresponde modificar el numeral 5.1.3 del proyecto de modificación del PR-08 con la siguiente redacción:

“5.1.3 Definir y publicar en la web del COES el listado de Contingencias de equipos que, adicionalmente a las del STTN, se consideren para la aplicación de los numerales 6.1, 6.2, 6.4 y 6.6. La lista de equipos y contingencias se determinará tomando en cuenta su Tasa de Ocurrencia de Falla, (para Periodos de Avenidas y Estiaje), y/o la severidad de las fallas en los mismos.

En caso de que un agente considere que un equipo del STTR deba incorporarse en dicho listado, deberá remitir el sustento correspondiente mediante carta, a fin de que sea evaluado por el COES.

La actualización del listado de contingencias tendrá en cuenta el ingreso o retiro de instalaciones, los nuevos equipos indicados a solicitud de los agentes y los equipos adicionales a criterio del COES, y será oportunamente publicada en la página web institucional.”

1.4 Comentario 4 de Engie

Numeral 5.1.6

Incluir dentro del numeral 6 los criterios para definir lo establecido en el numeral 5.1.6, para lo cual se sugiere modificar el párrafo según lo siguiente:

5.1.6 Realizar en la programación y reprogramación diaria los análisis de flujo de carga (sin o con contingencia simple) por lo menos para una hora representativa en cada periodo de la mínima, media y máxima demanda. Para la programación semanal, los análisis de flujo de carga (sin o con contingencia simple) se realizarán por lo menos para el periodo representativo de la media demanda; y en periodos de mínima y máxima demanda cuando ~~corresponda~~ se cumplan los criterios definidos por el COES.

Sustento

Es necesario que se establezca de manera explícita los criterios que se aplicarán en la reprogramación diaria para el análisis de flujo de carga, ya que el numeral 5.1.6 solo indica los casos generales de aplicación. La definición de dichos criterios permitirá uniformidad en la evaluación de contingencias y transparencia frente a los agentes. Asimismo, asegurará que las condiciones críticas del SEIN sean consideradas oportunamente en cada escenario de demanda. Con ello se fortalece la confiabilidad de la programación y la seguridad operativa del SEIN.

Opinión del COES

Sugerencia parcialmente de acuerdo:

Respecto a los criterios que se aplicarán en la reprogramación, estos son los mismos ya indicados para la etapa de programación en este procedimiento, tanto para situaciones de contingencia como para cuando se declare Situación Excepcional.

En vista de que el texto propuesto en la modificación del PR08 podría no ser suficientemente claro, se propone la siguiente redacción:

"5.1.6 Realizar en la programación diaria y reprogramación los análisis de flujo de carga (sin o con contingencia simple), de acuerdo con los criterios establecidos en el numeral 7.1 para los análisis de contingencias, por lo menos para una hora representativa en cada periodo de la mínima, media y máxima demanda. Para la programación semanal, los análisis de flujo de carga (sin o con contingencia simple), de acuerdo con los criterios establecidos en el numeral 7.1 para los análisis de contingencias, se realizarán por lo menos para el periodo representativo de la media demanda; y en periodos de mínima y máxima demanda cuando corresponda."

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES.

Por lo tanto, corresponde modificar el numeral 5.1.6 del proyecto de modificación del PR-08 con la siguiente redacción:

"5.1.6 Realizar en la programación diaria y reprogramación los análisis de flujo de carga (sin o con contingencia simple), de acuerdo con los criterios establecidos en el numeral 7.1 para los análisis de contingencias, por lo menos para una hora representativa en cada periodo de la mínima, media y máxima demanda. Para la programación semanal, los análisis de flujo de carga (sin o con contingencia simple), de acuerdo con los criterios establecidos en el numeral 7.1 para los análisis de contingencias, se realizarán por lo menos para el periodo representativo de la media demanda; y en periodos de mínima y máxima demanda cuando corresponda."

1.5 Comentario 5 de Engie

Numeral 5.1.4

De acuerdo con el Proyecto se modificaría el **alcance** del procedimiento para incluir a los programas de intervención en **todos sus horizontes (Anual, Mensual, Semanal y Diario)**, con el fin de monitorear la seguridad del SEIN en todos los horizontes de análisis.

En ese sentido, se sugiere agregar el siguiente texto:

"5.1.4 Definir en el Programa Semanal de Intervención y actualizar en el Programa Diario de Intervención los límites de transmisión o Regiones de Seguridad de los principales enlaces del SEIN conforme a lo establecido en el presente procedimiento."

Sustento

En este sentido, para que el alcance y el numeral 5.1.4 sean coherentes y en vista que la región de seguridad es muy dependiente de factores como la generación, demanda, cambio de topología por mantenimientos correctivos, entre otros y considerando que estos factores pueden cambiar significativamente desde el horizonte semanal al diario, se solicita que los límites de transmisión o Regiones de Seguridad sean actualizados en el Programa Diario.

Opinión del COES

Sugerencia “parcialmente” de acuerdo:

Actualmente se vienen publicando las regiones de seguridad mediante el Anexo 5 del Programa Semanal de Intervenciones, sin embargo, consideramos que es importante que esta obligación sea explícita.

Por otro lado, es importante indicar que la metodología en la que se basa el cálculo de Regiones de Seguridad considera como principal variable la potencia de despacho de los generadores, cambiando su valor desde el mínimo hasta el máximo de las unidades, lo que incorpora indirectamente la variabilidad de la demanda, obteniendo como resultado un conjunto de puntos de operación, los que componen una región. En ese sentido, el cambio que puede presentarse entre la programación semanal y diario por variación de la demanda y despacho se encontraría analizado, por lo que no ameritaría realizar nuevos cálculos, sin embargo, en caso se modifique la topología de la red en la zona asociada al Principal Enlace en estudio, ameritaría realizar nuevamente las simulaciones en la elaboración del Programa Diario de Intervenciones.

En ese sentido, se propone el siguiente cambio en el numeral 5.1.4:

“5.1.4 Definir **y publicar** en el Programa Semanal de Intervención **y actualizar en el Programa Diario de Intervención en caso cambie la topología de los Principales Enlaces**, los límites de transmisión o Regiones de Seguridad de los Principales Enlaces del SEIN conforme a lo establecido en el presente procedimiento.

Dichos límites de transmisión o Regiones de Seguridad se obtendrán en base a la lista de contingencias la cual toma en cuenta su Tasa de Ocurrencia de Falla (para Periodos de Avenidas y Estiaje), y/o la severidad de las fallas en los mismos.”

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES.

Por lo tanto, corresponde modificar el numeral 5.1.4 del proyecto de modificación del PR-08 con la siguiente redacción:

“5.1.4 Definir y publicar en el Programa Semanal de Intervención y actualizar en el Programa Diario de Intervención, en caso cambie la topología de los Principales Enlaces, los límites de transmisión o Regiones de Seguridad de

los Principales Enlaces del SEIN conforme a lo establecido en el presente procedimiento.

Dichos límites de transmisión o Regiones de Seguridad se obtendrán en base a la lista de contingencias la cual toma en cuenta su Tasa de Ocurrencia de Falla (para Periodos de Avenidas y Estiaje), y/o la severidad de las fallas en los mismos.”

1.6 Comentario 6 de Engie

Numeral 5.1

Dentro de las responsabilidades del COES, el procedimiento en su numeral 5.1.4 señala como obligación definir las regiones de seguridad; sin embargo, no hace referencia a la publicación de estas. Se sugiere incluir el siguiente numeral:

“5.1.11 Publicar los límites de transmisión o Regiones de Seguridad de los principales enlaces del SEIN en el Programa Semanal y Programa Diario al que se refiere el numeral 5.1.4. Además, publicar en el IDCOS la región de seguridad y su punto de operación ejecutada en los periodos de mínima, media y máxima demanda, incluyendo sus archivos fuente.

Sustento

La publicación de los límites de transmisión o Regiones de seguridad fortalece la transparencia y la coordinación de la operación del SEIN, puesto que, esta información es considerada relevante. Además, al incluir en el IDCOS la región de seguridad y su punto de operación ejecutada en los distintos periodos representativos del día, se garantiza trazabilidad entre lo programado y lo ejecutado. En la práctica permite a los agentes anticipar condiciones críticas en los principales enlaces y facilita una participación activa e informada.

Opinión del COES

De acuerdo parcialmente con la sugerencia:

Respecto a la solicitud de publicar las Regiones de Seguridad, la respuesta ha sido desarrollada en la opinión al Comentario 5 de Engie. A raíz de la sugerencia se propone un cambio en el texto del numeral 5.1.4.

En lo que se refiere a la inclusión de las Regiones de Seguridad en el IDCOS, se debe tener en cuenta que las Regiones de Seguridad obtenidas en el Programa Semanal de Intervenciones y la posible actualización en los programas diarios corresponden únicamente a determinados horarios. En contraste, durante la operación en tiempo real, dichas regiones se calculan cada cinco minutos, lo que genera una variabilidad que podría no ser evidenciada adecuadamente en los programas mencionados. En ese sentido, es de esperarse que la comparación entre lo programado y lo ejecutado presente divergencias y podría no aportar valor para el análisis operativo, más aún considerando que las condiciones del sistema pueden

variar significativamente entre la programación y la operación en tiempo real, lo que podría llevar a interpretaciones imprecisas.

Adicionalmente, la publicación de los casos que se generan cada 5 minutos implicaría gestionar volúmenes elevados de información, tanto en términos de almacenamiento como de procesamiento. Por ejemplo, solo para el monitoreo del área centro-sur, por cada día se publicarían archivos que totalizan un tamaño aproximado de 350 MB. Esta situación se complica si se considera la necesidad de publicar información similar para otras áreas del SEIN.

Sin perjuicio de lo anterior, y en línea con el compromiso del COES con la transparencia y el acceso a la información, los agentes que lo requieran podrán solicitar, de manera específica, la información correspondiente a las regiones de seguridad para los periodos de su interés. Esta será entregada previa coordinación y corresponderá a los archivos correspondientes.

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis al Comentario 5 de Engie.

1.7 Comentario 7 de Engie

Numeral 5.2

El numeral 5.2 debe mantener la excepción establecida a equipos asociados directamente a Unidades de Generación: Se sugiere agregar el siguiente texto:

5.2 *Informar al COES, a través de la extranet o medios que se establezcan cualquier cambio temporal en la capacidad de sus equipos del Sistema de Transmisión, como transformadores de potencia, autotransformadores, líneas del Sistema de Transmisión y otros, para el Estado Normal de Operación y para el Estado de Emergencia de Operación, para diferentes tiempos de permanencia (30 minutos, 2 horas y 4 horas); **excepto los equipos asociados directamente a Unidades de Generación.***

Sustento

Se debe mantener la excepción para equipos asociados directamente a Unidades de Generación, debido a que dichas líneas están dimensionadas a la capacidad de la planta asociada.

Opinión del COES

En desacuerdo con la sugerencia:

Dado que podría presentarse alguna limitación ya sea en la capacidad de la línea de transmisión de evacuación de la generación y/o el transformador elevador, es necesario que se comunique de manera oportuna, para considerar su posible efecto en la generación que se conecta a estos equipos. Se tiene antecedentes recientes de la restricción a la generación de la CE Punta Lomitas, provocada por un deterioro de la capacidad del transformador de la central.

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES.

Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-08 debido al presente comentario.

1.8 Comentario 8 de Engie

Numeral 6.2.1

En el numeral 6.2.1 se debe agregar la siguiente precisión respecto al estudio propuesto para determinar la configuración de las subestaciones de doble barra:

Para las subestaciones de doble barra, mediante análisis de Contingencia, se determinará la configuración que permita mantener la estabilidad del sistema y minimizar el impacto de las contingencias del STTN, así como las definidas según el numeral 5.1.3 y **6.12** cumpliendo con lo establecido en el numeral 7.2. **Dichos análisis, deberán considerar como premisa las configuraciones de subestaciones de doble barra que hayan sido validadas en los Estudios de Operatividad como una medida de mitigación temporal de los problemas de sobrecarga provocadas por las nuevas instalaciones, y las evaluadas como medida operativa en el Plan Operativo de Largo Plazo que define medidas operativas temporales para solucionar, entre otros, los problemas de sobrecargas y de capacidad de corriente de cortocircuito, que se deben implementar hasta que ingresen los proyectos del Plan de Transmisión que los solucionan.** Este estudio se realizará anualmente siendo el plazo máximo de publicación el 31 diciembre de cada año, **previamente el COES definirá los plazos y etapas de revisión para que los agentes puedan presentar sus observaciones y comentarios.**

Sustento

En los Estudios de Operatividad aprobados por el COES, se analizan y validan mediante estudios de estabilidad y de estado estacionario, configuraciones de subestaciones de doble barra, que mitigan los problemas de sobrecarga generados por los proyectos, y que les permiten cumplir con los Indicadores de Desempeño exigidos en el PR-20 (anexo 2 numeral 8.3). Así también, en los estudios del Plan Operativo de Largo Plazo, que realiza el COES y se actualiza semestralmente, e inclusive desde el Plan de Transmisión, se definen medidas operativas, como las configuraciones de subestaciones de doble barra, para mitigar los problemas de sobrecargas identificados en el horizonte de estudio. Por lo tanto, este estudio operativo anual debe considerar como punto de partida lo aprobado y definido por el propio COES en estos estudios, hasta que ingresen los proyectos del Plan de Transmisión que solucionan los problemas. De esta forma se

garantiza consistencia normativa y técnica entre los procedimientos y los estudios aprobados por el COES. Asimismo, el COES debe contemplar acciones operativas temporales en subestaciones críticas, que hoy podrían estar en el límite de cortocircuito, protegiendo al SEIN de fallas mayores mientras se implementan las instalaciones de transmisión correspondientes, que pueden requerir tiempos muy prolongados, o ingresen los proyectos del Plan de Transmisión que solucionen estos problemas de cortocircuito. Adicionalmente, se propone tener una etapa previa de revisión de los agentes interesados del estudio de doble barra previa a la publicación, esto permite validar supuestos técnicos y evitar errores que, de publicarse directamente, podrían afectar la confiabilidad del SEIN.

Opinión del COES

Parcialmente de acuerdo con la sugerencia:

Es correcto que en los Estudios de Operatividad se estudian configuraciones particulares para las subestaciones (caso Proyectos Refuerzos), las cuales podrían ser consideradas como una de las opciones para los análisis. Sin embargo, estas configuraciones podrían tener la característica de ser temporales, por lo cual es necesario su reevaluación la cuál será considerada en el ámbito del presente Estudio.

Es oportuno que los agentes presenten sus observaciones y comentarios a la reconfiguración de la SE, debido a que ellos como conocedores de las capacidades de las barras de sus instalaciones podrían observar las configuraciones y recomendar una mejor distribución para no originar corrientes altas que superen la capacidad de la barra, u otra condición negativa que podría presentarse.

En ese sentido, se propone el siguiente numeral 6.2.1:

“Para las subestaciones de doble barra, mediante análisis de contingencia que considere, como mínimo, la falla en barra, se determinará la configuración que permita mantener la estabilidad del sistema y minimizar el impacto de las contingencias del STTN, así como las definidas según el numeral 5.1.3, cumpliendo con lo establecido en el numeral 7.2. Dichos análisis, deberán de realizarse con la red completa (sin mantenimientos), sin posibilidad de actualización por la indisponibilidad de algún elemento del SEIN, salvo lo establecido en el numeral 5.1.11.

Deberá evaluarse, como alternativa, las configuraciones de subestaciones de doble barra que hayan sido validadas en los Estudios de Operatividad, así como aquellas analizadas como medidas operativas en el Plan Operativo de Largo Plazo.

Este estudio se realizará anualmente siendo el plazo máximo de publicación el 31 diciembre de cada año. Previamente, el COES definirá los plazos y etapas de revisión a fin de que los agentes puedan formular sus observaciones y comentarios.”

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES.

Por lo tanto, corresponde modificar el numeral 6.2.1 del proyecto de modificación del PR-08, de acuerdo con la siguiente redacción:

"6.2.1 Para las subestaciones de doble barra, mediante análisis de contingencia, que considere, como mínimo, la falla en barra, se determinará la configuración que permita mantener la estabilidad del sistema y/o minimizar el impacto de las contingencias del STTN, así como las definidas según el numeral 5.1.3, cumpliendo con lo establecido en el numeral 7.2. Dichos análisis, deberán de realizarse con la red completa (sin mantenimientos), sin posibilidad de actualización por la indisponibilidad de algún elemento del SEIN, salvo lo establecido en el numeral 5.1.11.

Deberán evaluarse, como alternativa las configuraciones de subestaciones de doble barra que hayan sido validadas en los Estudios de Operatividad, así como aquellas analizadas como medidas operativas en el Plan Operativo de Largo Plazo

Este estudio se realizará anualmente siendo el plazo máximo de publicación el 31 diciembre de cada año. Previamente, el COES definirá los plazos y etapas de revisión a fin de que los agentes puedan formular sus observaciones y comentarios."

1.9 Comentario 9 de Engie

Numeral 6.2.2

Se solicita agregar las siguientes precisiones al numeral 6.2.2

6.2.2 *En un estudio anual del SEIN, se identificará los anillos del sistema de transmisión que limiten el aprovechamiento de la capacidad de las redes de 500 kV o 220 kV, ~~por cuellos de botella en equipos de tensión inferior que no pertenezcan al STTN ni al STTR.~~ Sobre la base de las conclusiones de dicho estudio, se procederá a la apertura de los enlaces identificados, siempre que la nueva configuración permita mantener la estabilidad del sistema y minimizar el impacto de las contingencias preseleccionadas, conforme a lo establecido en el numeral 5.1.3 y cumpliendo con lo dispuesto en el numeral 7.2. **Asimismo, deberá considerar como premisa la apertura de anillos que haya sido validada en un Estudio de Operatividad como una medida de mitigación de los problemas de sobrecarga ocasionados por los proyectos y las definidas como medida operativa en el Plan Operativo de Largo Plazo que elabora el COES con actualización semestral.** El plazo máximo para la publicación del estudio será el 30 de junio de cada año, **previamente el COES definirá los plazos y etapas de revisión para que los agentes puedan presentar sus observaciones y comentarios.***

Sustento

Este estudio no debe limitarse únicamente a analizar cuellos de botella en equipos de tensión inferior que no pertenezcan al STTN ni al STTR, ya que pueden presentarse

cuellos de botella en equipos del STTR que tienen impactos mayores. Asimismo, en los Estudios de Operatividad aprobados por el COES, se analizan y validan cambios topológicos, que permiten mitigar los problemas de sobrecarga ocasionados por los proyectos, y que les permiten cumplir con los Indicadores de Desempeño exigidos en el PR-20 (anexo 2 numeral 8.3). Así también, en los estudios del Plan Operativo de Largo Plazo, que elabora el COES y se actualiza semestralmente, e inclusive desde el Plan de Transmisión, se recomiendan medidas operativas, como la apertura de anillos, para mitigar los problemas de sobrecargas. Por lo tanto, este estudio operativo anual debe considerar como punto de partida lo aprobado y definido por el propio COES en estos estudios. De esta forma se garantiza consistencia normativa y técnica entre los procedimientos y los estudios aprobados por el COES. Adicionalmente, se propone tener una etapa previa de revisión de los agentes interesados del estudio de doble barra previa a la publicación, esto permite validar supuestos técnicos y evitar errores que, de publicarse directamente, podrían afectar la confiabilidad del SEIN.

Opinión del COES

De acuerdo parcialmente con la sugerencia:

Las redes que no pertenecen al STTN o STTR son iniciativas privadas que no provienen de un proceso de planificación consistente con las necesidades del SEIN. Asimismo, las instalaciones de los distribuidores propuestas en el Plan de Inversiones de Transmisión no tienen vinculación expresa con el Plan de Transmisión en lo que respecta en la optimización del uso las redes, en ese sentido, puede haber desfases entre ambos planes que provoquen deficiencia en el uso de las líneas que pertenecen al STTN y STTR.

En línea con lo anterior, gestionar la apertura de enlaces de menor de nivel de tensión resulta ser de menor impacto y riesgo para el sistema, contrariamente a decidir aperturas de enlaces de niveles de tensión superior, que podría provocar mayores impactos en la seguridad y confiabilidad del sistema. En ese sentido, el texto no se modificará.

Respecto a considerar como una posibilidad la apertura de anillos que provienen de otros Estudios, consideramos que, si es necesario hacer una modificación del texto, teniendo en cuenta que dicho cambio en la red al provenir de un EO o del POLP es importante que sean tomadas en cuenta y reevaluar su impacto en el Estudio Anual que establece el numeral 6.2.2.

Asimismo, se toma en cuenta la sugerencia de REP, respecto a considerar la posibilidad de que no siempre se ejecute la apertura de anillos por situaciones específicas pertenecientes a las etapas de programación y operación.

En ese sentido, se propone el siguiente cambio en el numeral 6.2.2:

"6.2.2 En un estudio anual del SEIN, se identificará los anillos del sistema de transmisión que ~~limiten el aprovechamiento~~ restrinjan la utilización plena de

la capacidad de las redes de 500 kV o 220 kV, por cuellos de botella en equipos de tensión inferior que no pertenezcan al STTN ni al STTR. Sobre la base de las conclusiones de dicho estudio, se ~~procederá~~ podrá ejecutar la apertura de los enlaces identificados, siempre que la nueva configuración permita mantener la estabilidad del sistema y minimizar el impacto de las contingencias preseleccionadas, conforme a lo establecido en el numeral 5.1.3 y cumpliendo con lo dispuesto en el numeral 7.2. Este Estudio, deberá considerar como una opción la apertura de anillos que hayan sido validados en un Estudio de Operatividad y las propuestas como medida operativa en el Plan Operativo de Largo Plazo que elabora el COES.

El plazo máximo para la publicación del estudio será el 30 de junio de cada año. Previamente el COES definirá los plazos y etapas de revisión para que los agentes puedan presentar sus observaciones y comentarios.”

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES.

Por lo tanto, corresponde modificar el numeral 6.2.2 del proyecto de modificación del PR-08, de acuerdo a la siguiente redacción:

“6.2.2 En un estudio anual del SEIN, se identificará los anillos del sistema de transmisión que restrinjan la utilización plena de la capacidad de las redes de 500 kV o 220 kV, por cuellos de botella en equipos de tensión inferior que no pertenezcan al STTN ni al STTR. Sobre la base de las conclusiones de dicho estudio, se podrá ejecutar la apertura de los enlaces identificados, siempre que la nueva configuración permita mantener la estabilidad del sistema y minimizar el impacto de las contingencias preseleccionadas, conforme a lo establecido en el numeral 5.1.3 y cumpliendo con lo dispuesto en el numeral 7.2. Este Estudio, deberá considerar como una opción la apertura de anillos que hayan sido validados en un Estudio de Operatividad y las propuestas como medida operativa en el Plan Operativo de Largo Plazo que elabora el COES.

El plazo máximo para la publicación del estudio será el 30 de junio de cada año. Previamente el COES definirá los plazos y etapas de revisión para que los agentes puedan presentar sus observaciones y comentarios.”

1.10 Comentario 10 de Engie

Numeral 6.2.3

La propuesta debe considerar las medidas de mitigación de los problemas de sobrecarga aprobados como parte de los Estudios de Operatividad u otros elaborados por el COES. Se solicita agregar el siguiente texto:

6.2.3 ~~En procura de minimizar el costo total de operación del sistema no se~~ **Se podrá** ~~deberá~~ cambiar la topología de la red de 500 kV o 220 kV ~~salvo que~~ **en caso** la nueva configuración **mantenga o mejore la Región de Seguridad,**

haya sido validada previamente por el COES como parte de un Estudio de Operatividad o los estudios del Plan Operativo de Largo Plazo realizados por el COES y/o permita mantener la estabilidad del sistema y minimice el impacto de las Contingencias del STTN y las preseleccionadas conforme al numeral 5.1.3 y **6.12** cumpliendo lo establecido en el numeral 7.2 y que las mismas contingencias no provoquen interrupción de suministros.

Sustento

La precisión es requerida para que en la operación del sistema se apliquen los cambios topológicos de la red aprobados en los Estudios de Operatividad y los estudios del Plan Operativo de Largo Plazo elaborado por el COES, como medidas operativas para mitigar los problemas de sobrecargas. Adicionalmente, no se puede excluir el criterio de mínimo costo, ya que es parte de las funciones del COES de operar el SEIN considerando criterios de mínimo costo y seguridad, según lo establecido en el artículo 12 de la Ley N° 28832. En ese sentido, es necesario establecer en la propuesta criterios claros para cuantificar el impacto por seguridad al cambiar la topología de la red y compararlo con el sobre costo del sistema en el que se incurriría si es que no cambia la topología y en función a ello tomar las decisiones.

Opinión del COES

En desacuerdo con la sugerencia:

La propuesta indicada por el Agente tergiversa el sentido del cambio normativo que es priorizar la seguridad del sistema frente a la necesidad de reducir el costo de operación o incrementar la producción de alguna central.

Dicho esto, los cambios topológicos tienen que estar alineados con la necesidad de asegurar el abastecimiento de la demanda y no a la reducción de costos operativos.

Respecto a su comentario que “**...haya sido validada previamente por el COES como parte de un Estudio de Operatividad o los estudios del Plan Operativo de Largo Plazo realizados por el COES...**”, cabe precisar que el EO o el POLP no determinan invariablemente la forma en que se debe operar los elementos de transmisión, ya que dicha definición corresponde a las necesidades operativas del SEIN, priorizando siempre la seguridad. En la misma línea, las soluciones definidas en las etapas del EO_o POLP deberán revisarse nuevamente en la etapa de programación de corto plazo (semanal, diario), en donde se tiene en cuenta la normativa que aplica para este horizonte, como es el caso del artículo 95 del RLCE.

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES.

Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-08, debido al presente comentario.

1.11 Comentario 11 de Engie

Numeral 6.5

En el numeral 6.5 propuesto, se observa que el Proyecto se refiere a la exigencia de los nuevos transformadores. Por lo que, se sugiere precisar el numeral 6.5 de la siguiente manera:

*“6.5 No se autorizará la energización de **nuevos** transformadores de potencia de 500 kV o 220 kV sin mando sincronizado, siempre que dicho equipamiento haya sido requerido en los Estudios de PreOperatividad u Operatividad correspondientes. Se cancelarán las pruebas de energización de dichos transformadores cuando se produzca restricción o se evidencie un alto riesgo de que ello suceda. Las pruebas deberán ser incluidas en el PSI luego de la conformidad por parte del COES a la documentación y/o estudios eléctricos entregados por el titular que ~~aseguren~~ **sustenten** que la energización no provocará restricción de suministros.”*

Sustento

Advertimos que no se puede “asegurar” que se generen situaciones que provoquen consecuencias futuras debido a fallas fortuitas ocasionadas en el proceso de energización de un nuevo transformador, ya que a priori no es posible su conocimiento; sin embargo, si se puede “sustentar” y evaluar para mitigar efectos negativos.

Opinión del COES

Sugerencia parcialmente de acuerdo:

El numeral 6.5 tiene carácter general y es aplicable tanto a los nuevos transformadores como a la aprobación de maniobras en los transformadores ya se encuentren conectados al SEIN. En caso de que el mando sincronizado se encuentre averiado, no sería posible aprobar la ejecución del mantenimiento en el transformador, ya que esto significaría realizar la maniobra de conexión sin el mando sincronizado.

Por otro lado, se acepta la palabra “sustenten”, ya que el estudio de energización trata de justificar y/o demostrar con base técnica o documental que la energización no provocará restricción de suministros.

En ese sentido, se propone el siguiente numeral 6.5:

“6.5 No se autorizará la energización de transformadores de potencia de 500 kV o 220 kV sin mando sincronizado, siempre que dicho equipamiento haya sido requerido en los Estudios de PreOperatividad u Operatividad correspondientes. Se cancelarán las pruebas de energización de dichos transformadores cuando se produzca restricción o se evidencie un alto riesgo de que ello suceda. Las pruebas deberán ser incluidas en el PSI luego de la conformidad por parte del COES a la documentación y/o estudios

*eléctricos entregados por el titular que **sustenten** que la energización no provocará restricción de suministros.”*

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES.

Por lo tanto, corresponde modificar el numeral 6.5 del proyecto de modificación del PR-08 de acuerdo con la siguiente redacción:

“6.5 No se autorizará la energización de transformadores de potencia de 500 kV o 220 kV sin mando sincronizado, siempre que dicho equipamiento haya sido requerido en los Estudios de PreOperatividad u Operatividad correspondientes. Se cancelarán las pruebas de energización de dichos transformadores cuando se produzca restricción o se evidencie un alto riesgo de que ello suceda. Las pruebas deberán ser incluidas en el Programa Semanal de Intervenciones luego de la conformidad por parte del COES a la documentación y/o estudios eléctricos entregados por el titular que sustenten que la energización no provocará restricción de suministros.”

1.12 Comentario 12 de Engie

Numeral 6.9

La implementación de nuevos esquemas de RACG que involucran varios agentes requiere de una coordinación y definición de responsabilidades. Se sugiere agregar el siguiente texto.

6.9 Si en la aplicación del presente Procedimiento el COES identifica la necesidad de implementar esquemas especiales de Rechazo Automático de Carga o Generación (RACG) para mitigar efectos en los STTN y STTR por contingencias en el STTN para la aplicación del numeral 7.1, éstos serán definidos en el ámbito del Estudio de Estabilidad previsto en la NTCOTR **y su implementación será coordinada y liderada por el COES, con la participación de los** ~~para luego ser implementados por los Agentes involucrados.~~

Sustento

La implementación de estos esquemas RACG genera conflictos para determinar el encargado de implementar y financiar el proyecto debido a la combinación de múltiples agentes como generadores, transmisores y distribuidores involucrados. Es por eso que estos esquemas deberían ser liderados e implementados por el COES. Un retraso o desacuerdo en la implementación por parte de los agentes podría dejar al sistema expuesto a vulnerabilidades frente a contingencias.

Opinión del COES

Parcialmente de acuerdo con la sugerencia:

Es importante recalcar que las funciones de COES, de acuerdo con el artículo 91 y 92 del Reglamento de la LCE, así como el artículo 4 del Estatuto de COES tiene por finalidad la coordinación de la operación de corto, mediano y largo plazo del SEIN al mínimo costo, preservando la seguridad del sistema y el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos, la planificación del desarrollo de la transmisión del SEIN y la administración del Mercado de Corto Plazo. No está dentro de sus funciones la instalación o administración de equipos en el sistema de transmisión.

Sin embargo, sí se considera necesario que exista la actuación del COES en instancias en la que la implementación de los esquemas no prospere por alguna diferencia entre los agentes involucrados.

En ese sentido, se propone el siguiente numeral 6.9:

“Si en la aplicación del presente Procedimiento el COES identifica la necesidad de implementar esquemas especiales de Rechazo Automático de Carga o Generación (RACG) para mitigar efectos en los STTN y STTR por contingencias en el STTN para la aplicación del numeral 7.1, éstos serán definidos en el ámbito del Estudio de Estabilidad previsto en la NTCOTR. **La implementación de los esquemas será responsabilidad de los agentes titulares de los equipos que forman parte de este, debiendo comunicar al COES y Osinergrmin los avances o retrasos que se presenten.**”

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES.

Por lo tanto, corresponde modificar el numeral 6.9 del proyecto de modificación del PR-08 quedará redactado de la siguiente manera:

“6.9 Si en la aplicación del presente Procedimiento el COES identifica la necesidad de implementar esquemas especiales de Rechazo Automático de Carga o Generación (RACG) para mitigar efectos en los STTN y STTR por contingencias en el STTN para la aplicación del numeral 7.1, éstos serán definidos en el ámbito del Estudio de Estabilidad previsto en la NTCOTR. La implementación de los esquemas será responsabilidad de los agentes titulares de los equipos que forman parte de este, debiendo comunicar al COES y Osinergrmin los avances o retrasos que se presenten.”

1.13 Comentario 13 de Engie

Numeral 6.12

Se debe precisar que la aplicación es referida al numeral 5.1.3 y no al 5.1.2:

“6.12 Para la aplicación del numeral 5.1.23 la lista de equipos y contingencias se determinará tomando en cuenta su Tasa de Ocurrencia de Falla (para Periodos de Avenidas y Estiaje), y/o la severidad de las fallas en los mismos. Dichos equipos deben ser elementos del STTN. El COES a su criterio podrá

considerar otros equipos. Dicha relación deberá ser actualizada cuando se incorporen al sistema nuevos equipos del STTN.”.

Sustento

El numeral 5.1.3 es el que hace referencia al listado de Contingencias de equipos.

Opinión del COES

De acuerdo con la sugerencia:

Es correcta la indicación, el numeral 6.12 trata de indicar que la lista de contingencias se determinará tomando en cuenta la tasa de ocurrencia de falla y/o la severidad de las fallas en los mismos. Y está relacionado al numeral 5.1.3. Sin embargo, también está relacionado con el numeral 5.1.4, dado que los límites de transmisión y/o regiones de seguridad se definirán en base a contingencias en los enlaces del STTN o enlaces que el COES identifique que son relevantes.

En vista de esto, y para que no se generen confusiones, el numeral 6.12 se está retirando y lo que se indicaba en dicho numeral se está añadiendo a los numerales 5.1.3 y 5.1.4. En ese sentido, los numerales 5.1.3 y 5.1.4 quedarían de la siguiente forma:

“5.1.3 Definir y publicar en la web del COES el listado de Contingencias de equipos que, adicionalmente a las del STTN, se consideren para la aplicación de los numerales 6.1, 6.2, 6.4 y 6.6. La lista de equipos y contingencias se determinará tomando en cuenta su Tasa de Ocurrencia de Falla (para Periodos de Avenidas y Estiaje), y/o la severidad de las fallas en los mismos.

En caso de que un agente considere que un equipo del STTR deba incorporarse en dicho listado, deberá remitir el sustento correspondiente mediante carta, a fin de que sea evaluado por el COES.

La actualización del listado de contingencias tendrá en cuenta el ingreso o retiro de instalaciones, los nuevos equipos indicados a solicitud de los agentes y los equipos adicionales a criterio del COES, y será oportunamente publicada en la página web institucional.”

(Ver opinión al Comentario 3 de Engie)

“5.1.4 Definir y publicar en el Programa Semanal de Intervención y actualizar en el Programa Diario de Intervención en caso cambie la topología, los límites de transmisión o Regiones de Seguridad de los principales enlaces del SEIN conforme a lo establecido en el presente procedimiento.

Dichos límites de transmisión o Regiones de Seguridad se obtendrán en base a la lista de contingencias la cual toma en cuenta su Tasa de Ocurrencia de Falla (para Periodos de Avenidas y Estiaje), y/o la severidad de las fallas en los mismos.”

(Ver opinión al Comentario 5 de Engie)

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES.

Por lo tanto, corresponde eliminar el numeral 6.12 y modificar los numerales 5.1.3 y 5.1.4 del proyecto de modificación del PR-08, quedarán redactados de la siguiente manera:

"5.1.3 Definir y publicar en la web del COES el listado de Contingencias de equipos que, adicionalmente a las del STTN, se consideren para la aplicación de los numerales 6.1, 6.2, 6.4 y 6.6. La lista de equipos y contingencias se determinará tomando en cuenta su Tasa de Ocurrencia de Falla (para Periodos de Avenidas y Estiaje), y/o la severidad de las fallas en los mismos.

En caso de que un agente considere que un equipo del STTR deba incorporarse en dicho listado, deberá remitir el sustento correspondiente mediante carta, a fin de que sea evaluado por el COES.

La actualización del listado de contingencias tendrá en cuenta el ingreso o retiro de instalaciones, los nuevos equipos indicados a solicitud de los agentes y los equipos adicionales a criterio del COES, y será oportunamente publicada en la página web institucional."

5.1.4 Definir y publicar en el Programa Semanal de Intervenciones y actualizar en el Programa Diario de Intervenciones en caso cambie la topología de los Principales Enlaces, los límites de transmisión o Regiones de Seguridad de los Principales Enlaces del SEIN conforme a lo establecido en el presente procedimiento.

Dichos límites de transmisión o Regiones de Seguridad se obtendrán en base a la lista de contingencias la cual toma en cuenta su Tasa de Ocurrencia de Falla (para Periodos de Avenidas y Estiaje), y/o la severidad de las fallas en los mismos."

1.14 Comentario 14 de Engie

Numeral 7.3

Se solicita al COES evaluar considerar la capacidad dinámica de las líneas de transmisión que disponen de dicha información. Se solicita agregar al numeral 7.3 lo siguiente:

7.3 Para las simulaciones, la capacidad de los equipos de transmisión corresponderá al valor declarado por la empresa a través de la extranet del COES. En Situación Excepcional se considerará los porcentajes de sobrecarga informados por los titulares de los equipos o los indicados en el numeral 6.10. **Asimismo, en caso se disponga se usará la capacidad dinámica de las líneas de transmisión que luego de un periodo de evaluación permitan hacer un uso óptimo de la capacidad real de la línea, en las simulaciones o en periodos de Situación Excepcional.**

Sustento

Actualmente, existen líneas como las del enlace 220 kV Ica – Derivación – Marcona que disponen de registros (mayores a 1 año) de su capacidad dinámica donde se evidencia que la capacidad real de dichas líneas es mayor que su capacidad nominal declarada, por lo que el uso de esta capacidad permitiría un mayor aprovechamiento de la capacidad de transmisión, mejorar la seguridad operativa y en consecuencia reducir los periodos de congestión en este enlace. Previamente el COES puede coordinar con las empresas involucradas y mostrar los beneficios para la operación del SEIN. De la misma forma, el COES puede con este precedente incentivar que los nuevos proyectos de líneas de transmisión vengan con esta implementación.

Opinión del COES

En desacuerdo con la sugerencia:

Para poder usar una supuesta capacidad dinámica de las líneas de transmisión existen limitaciones regulatorias y técnicas:

- Regulatoriamente, la potestad de cambiar la capacidad de la línea es exclusiva del titular de la instalación, tal como se desprende del numeral 5.2.2 de la NTCOTR.
- Técnicamente, hasta el momento en el SEIN solamente se cuenta con aproximaciones calculadas por métodos de machine learning, para un grupo de líneas que forman parte del Esquema Automático de Generación de Marcona, método que no ha sido verificado con mediciones de campo.

Asimismo, respecto a los modelos eléctricos y energéticos utilizados, asumir capacidades superiores a los límites de sobrecarga podría generar condiciones de inseguridad si las variables climatológicas o de operación difieren significativamente de las consideradas en la programación. Del mismo modo, en el despacho económico podrían presentarse congestiones no previstas, afectando el cumplimiento de los criterios de seguridad y confiabilidad del sistema.

En conclusión, incluir la capacidad dinámica actualmente No es posible considerarla y necesita de un análisis más profundo y de cambios en la normativa vigente.

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES.

Por lo tanto, no corresponde modificar el numeral del proyecto de modificación del PR-08 debido al presente comentario.

1.15 Comentario 15 de Engie

Glosario de Términos

En la definición de Región de Seguridad se menciona la palabra “**Nomograma**” que no tiene relación con la definición.

Se propone el siguiente texto:

Región de Seguridad: ~~Nomograma~~ **Área** cuyos ejes son dos variables operativas (generación y/o flujo) seleccionadas sobre un plano cartesiano, en el que el operador puede modificar el despacho del sistema sin encontrar violaciones de los criterios de seguridad de la operación. Los límites o fronteras se determinan a partir de la evaluación de la capacidad térmica de los equipos, y los criterios de seguridad transitoria y de tensión establecidos.”

Sustento

Se observa el uso indebido de la paraba “Nomograma” en la definición de Región de Seguridad, se sugiere su cambio.

Opinión del COES

En desacuerdo con la sugerencia:

Según la Real Academia de la Lengua, nomograma significa: “Representación gráfica que permite realizar con rapidez cálculos numéricos aproximados.” Esto no difiere del uso que tiene el gráfico. Además, en el ámbito académico y técnico el término es usado con naturalidad para el resultado de esta forma de análisis.

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES.

Por lo tanto, no corresponde modificar el numeral del proyecto de modificación del PR-08 debido al presente comentario.

1.16 Comentario 16 de Engie

Numeral 7.6.4 (PR-09)

Los valores propuestos del estado de Alerta de 59.2 hasta 61.0 Hz corresponden a los valores de activación de los esquemas ERACMF (59.2 Hz) y EDAGSF (61.0 Hz), es decir sin margen para realizar las coordinaciones y maniobras necesarias para que el sistema pueda recuperar su Estado Normal. Por lo tanto, se propone la siguiente modificación:

La frecuencia varía entre ~~59.2~~ **59,5 Hz** hasta ~~61~~ **60.5 Hz** excediendo el rango de operación normal de 60 Hz $\pm$ 0,6 % (entre 59,64 y 60,36 Hz).

Sustento

El rango propuesto de 59,2–61,0 Hz se superpone con los umbrales de actuación automática de los esquemas ERACMF (59,2 Hz) y EDAGSF (61,0 Hz), lo que no deja margen para acciones operativas previas. Por ello, se recomienda establecer el Estado de Alerta entre 59,5 y 60,5 Hz, rango que anticipa la condición anómala antes de la actuación automática. Este ajuste asegura coordinación con los esquemas de protección y otorga al operador un espacio real de respuesta.

Además, mantiene consistencia con el rango normal de 60 Hz $\pm 0,6$ % (59,64–60,36 Hz).

Opinión del COES

En desacuerdo con la sugerencia:

Para poder usar una supuesta capacidad dinámica de las líneas de transmisión existen limitaciones regulatorias y técnicas:

Regulatoriamente, la potestad de cambiar la capacidad de la línea es exclusiva del titular de la instalación, tal como se desprende del numeral 5.2.2 de la NTCOTR.

Técnicamente, hasta el momento en el SEIN solamente se cuenta con aproximaciones calculadas por métodos de machine learning, para un grupo de líneas que forman parte del Esquema Automático de Generación de Marcona, método que no ha sido verificado con mediciones de campo.

Asimismo, respecto a los modelos eléctricos y energéticos utilizados, asumir capacidades superiores a los límites de sobrecarga podría generar condiciones de inseguridad si las variables climatológicas o de operación difieren significativamente de las consideradas en la programación. Del mismo modo, en el despacho económico podrían presentarse congestiones no previstas, afectando el cumplimiento de los criterios de seguridad y confiabilidad del sistema.

En conclusión, incluir la capacidad dinámica actualmente no es posible considerarla y necesita de un análisis más profundo y de cambios en la normativa vigente.

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES.

Por lo tanto, no corresponde modificar el numeral del proyecto de modificación del PR-08 debido al presente comentario.

2. Comentarios de Red de Energía del Perú S.A. (Rep)

2.1 Comentario 1 de Rep

Numeral 1

El objetivo del PR-08 indica que: "...el Sistema Troncal Nacional (STTN) y el Sistema Troncal Regional (STTR) operen en Estado Normal frente a las variaciones cotidianas de la demanda y la generación, o transitoriamente con sobrecargas ante un grupo determinado de Contingencias...".

Sin embargo, estas sobrecargas a las que se refiere el objetivo del procedimiento deben de ser sobrecargas tolerables y admitidas por los titulares de dichas instalaciones, de lo contrario, en la operación en tiempo real se debe de tomar decisiones rápidas que eviten las interrupciones y daños a los equipos.

Sustento

Considerando que el objetivo del procedimiento es que los sistemas Nacionales y Regionales operen en Estado Normal ante variaciones súbitas de demanda y generación, y ante contingencias, de producirse sobrecargas en los sistemas STTN y STTR, estas sobrecargas deben de ser tolerables e inferior a lo declarado por los titulares de dichas instalaciones. De lo contrario, se pondría en riesgo la operación de estas instalaciones sobrecargadas y hasta se podría comprometer a otras instalaciones contiguas. En tal sentido, cuando esto ocurra, se requiere adoptar medidas de emergencia establecidas en la Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real, las cuales en pocos minutos lleve el sistema y a las instalaciones a condiciones nominales y/o sobrecargas tolerables. Una sobrecarga súbita y prolongada no prevista, puede ocasionar daños en los equipos y hasta comprometer su operación.

Opinión del Coes

En desacuerdo con la sugerencia:

El COES considera la información remitida por las empresas respecto de la capacidad de sus equipos, con el propósito de asegurar que, ante situaciones excepcionales o de emergencia que requieran operar fuera de las tolerancias normales, sea posible mantener la continuidad del suministro eléctrico.

Por tanto, es responsabilidad de los agentes indicar si existen condiciones técnicas que impidan utilizar las capacidades de los equipos a fin de que sean consideradas por el COES en los análisis de estado normal y de contingencias.

Es objetivo de la operación en tiempo real procurar la operación en estado normal, por lo que señalar la necesidad de ejecutar maniobras que permitan mitigar las sobrecargas resulta redundante con lo establecido en el PR-09 y la NTCOTR.

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES.

Por lo tanto, no corresponde modificar el numeral del proyecto de modificación del PR-08 debido al presente comentario.

2.2 Comentario 2 de Rep

Numeral 2

Si bien la operación de tiempo real tiene un procedimiento específico (PR-09), se debe incorporar dentro del alcance del procedimiento PR-08 a la operación de tiempo real, a fin de establecer los criterios de seguridad durante la ocurrencia de eventos, los cuales permitan tomar decisiones adecuadas y rápidas, que eviten las desconexiones de los principales equipos del SEIN y garanticen el abastecimiento del suministro de energía.

Sustento

El día 16 de mayo del 2025 a las 11:16 h, hubo un colapso parcial del área norte del SEIN (EV050-2025), que interrumpió 364 MW de las subestaciones Piura Oeste, Talara, Zorritos, La Brea. Este evento, inició a las 09:36 h cuando la central térmica de la Refinería Talara redujo su generación, lo cual ocasionó que el flujo por la línea de transmisión La Niña – Piura Oeste (L-2241) transmita mayor flujo y se sobrecargue. Luego, una disminución de generación y demoras en conexión de las unidades de generación de la CT Malacas iniciado a las 10:14 h ocasionó que nuevamente la línea L-2241 se sobrecargue a valores superiores a lo aceptado por el titular de la instalación.

En conclusión, un inadecuado control de la demanda y demoras en las tomas de decisiones en la operación en tiempo real ante demoras en la conexión de unidades de generación adicional ocasionó que una línea del sistema troncal de transmisión (L-2241) se sobrecargue a valores muy superiores a los admitidos y desconecte ocasionando el colapso del parte del área norte del SEIN. Así como el evento EV-050-2025, existen otros eventos en los que las decisiones en tiempo real conllevaron a que se interrumpa el suministro eléctrico, por lo que se justifica que se establezcan criterios de seguridad para la operación en tiempo real.

Opinión del COES

En desacuerdo con la sugerencia:

De acuerdo con el numeral 7.6.5 del PR-09, se indica que en Estado de emergencia se pueden tomar medidas tales como rechazo de carga o desconectar generación de forma significativa. Estas acciones no están previstas en el PR-08 y son propias del Tiempo Real.

Por otro lado, de acuerdo con el numeral 7.7 del PR-09, y cuando se declare en el SEIN situación excepcional, se procederá de acuerdo con lo establecido en el PR-08.

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES.

Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-08 debido al presente comentario.

2.3 Comentario 3 de Rep

Numeral 5

En el análisis de las contingencias del STTN o STTR, se debe contemplar la salida de equipos de transformación de potencia importantes para el SEIN o área de interés.

Sustento

Un evento en los transformadores de potencia es de baja probabilidad, pero son de impacto, pudiendo dar inicio a un colapso mayor.

Opinión del Coes

En desacuerdo con la sugerencia:

Los equipos transformadores de potencia presentan una tasa de fallas muy bajas, por lo cual no amerita considerarlo dentro del grupo de contingencias. Este análisis se desarrolla en el informe COES/D/DO/SEV-INF-008-2024, en donde se observa que la falla prolongada de un transformador tendrá una probabilidad de cada 601 años.

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES.

Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-08 debido al presente comentario.

2.4 Comentario 4 de Rep

Numeral 5.1.2

En el numeral 5.1.2, se propone lo siguiente:

“5.1.2 Definir los principales enlaces del SEIN, a través del estudio de Estabilidad del SEIN al que se refiere el numeral 7.4 de la Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados.”

Al respecto, cabe indicar que el estudio indicado es referencial debido a que se elabora cada 4 años y en el transcurso del tiempo pudieron salir componentes por falla o mantenimiento, asimismo podría ocurrir que otros componentes salieron de baja, resulta entonces que el impacto de estas salidas puede modificar el estudio y sus conclusiones.

En ese sentido, se solicita modificar el numeral para establecer que la definición de los principales enlaces se base en un estudio de estabilidad que sea actualizado anualmente, garantizando así la realidad operativa del sistema.

Sustento

La configuración topológica del SEIN está sujeta a cambios constantes debido a mantenimientos programados, ocurrencia de fallas, incorporación de nuevas interconexiones y variaciones en la demanda eléctrica. En ese contexto, un estudio de estabilidad con una antigüedad de cuatro años no refleja las condiciones operativas actuales ni contempla las configuraciones dinámicas del sistema. Razón por la cual, su utilidad para identificar los “principales enlaces” se encuentra limitada, ya que no garantiza una representación real del comportamiento del sistema bajo escenarios críticos o contingencias.

Opinión del Coes

En desacuerdo con la sugerencia:

Si bien es cierto que los Principales Enlaces se definirán dentro del Estudio de Estabilidad, el cual se realiza con una periodicidad de 4 años, es importante señalar que dicho estudio considera los nuevos enlaces que serán parte del STTN o STTR en el futuro, ya que incorpora la información que se tiene respecto al Plan de Transmisión.

La definición de Principales Enlaces tiene un sentido estructural y no coyuntural. Se debe tener en cuenta que el único Principal Enlace que se monitorea en la actualidad es el que une el Centro – Sur, y que ha seguido siendo vigente a través del tiempo a pesar del ingreso de nuevas instalaciones de transmisión y/o generación sin necesidad de requerir alguna modificación en su definición.

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES.

Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-08 debido al presente comentario.

2.5 Comentario 5 de Rep

Numeral 5.1.3

Respecto a la definición de contingencias adicionales, se sugiere que el listado elaborado por el COES cuente con un proceso de validación externa previo a su aplicación, a fin de asegurar su consistencia técnica y operativa.

Sustento

Si bien el COES publicará las contingencias adicionales, la ausencia de un proceso de revisión independiente puede generar criterios no uniformes en la selección y limitar la transparencia del procedimiento.

Opinión del Coes

Desacuerdo con sugerencia:

Revisar opinión al Comentario 3 de Engie.

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES.

Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-08 debido al presente comentario.

2.6 Comentario 6 de Rep

Numeral 5.1.8

EL COES también debe evaluar la mejor configuración de las subestaciones doble barra e interruptor y medio cuando en la configuración N-0 no se tenga disponible (ya sea por mantenimiento u otros) algún elemento importante de la subestación, por ejemplo, diferenciales de barra.

Sustento

Esto con el fin de asegurar la seguridad frente a una falla sobre una subestación con su confiabilidad degradada, y con ello no impacte en el área. Caso SE Poroma 500kV del 26.08.2025.

Opinión del Coes

Parcialmente de acuerdo con Sugerencia:

La indisponibilidad de la protección diferencial de barras de la SE Poroma formó parte de las actividades contempladas en la ejecución de un proyecto de ampliación en la subestación, ámbito en el cual corresponde que se planteen medidas de mitigación adecuadas. Por lo que se ve necesario que, en actividades de este tipo, que impliquen la deshabilitación temporal de la protección diferencial de barras, los agentes responsables establezcan configuraciones operativas alternativas y las coordinen oportunamente con el COES, a fin de reducir el impacto ante posibles contingencias y preservar la continuidad del suministro eléctrico.

En ese sentido, y en atención a la situación presentada, se considera pertinente que los agentes estudien configuraciones temporales orientadas a mitigar los riesgos operativos en el SEIN. Dichas configuraciones deberán ser evaluadas y sustentadas dentro de los respectivos **Estudios Operativos**, considerando que podrían requerir modificaciones en los **ajustes de protección**, las cuales deberán ser analizadas en dichos estudios o, en su defecto, dentro del **Programa de Mantenimiento de mayor horizonte (anual o mensual)**.

Asimismo, dado que la deshabilitación de la protección diferencial de barras forma parte del alcance del proyecto, las solicitudes de indisponibilidad de esta protección deberán ser **programadas oportunamente dentro de los Programas Anuales o Mensuales**, y no gestionadas en el corto plazo, a fin de garantizar una adecuada coordinación operativa y mantener la seguridad del sistema.

Es relevante mencionar también que, la "reconfiguración" de una subestación interruptor y medio quitaría confiabilidad a dicha SSEE, dado que se tendría que trabajar con interruptores abiertos, no obstante, consideramos la importancia de evaluar su reconfiguración siempre y cuando dicha subestación no cuente con diferencial de barras (87B) habilitado.

En ese sentido, se propone el siguiente numeral 5.1.11:

"5.1.11 En los casos en que, como parte de la ejecución de un proyecto de integración, modificación o retiro de instalaciones eléctricas, así como la de Mantenimientos Preventivos o Correctivos, sea necesario deshabilitar temporalmente el sistema diferencial de barras, el agente deberá

proponer configuraciones operativas alternativas que minimicen el impacto ante una eventual falla en las barras de la subestación.

*El requerimiento de deshabilitación deberá incluirse en el **Programa Anual y/o Mensual de Mantenimiento**, elaborado por el COES, indicando la duración prevista y las medidas operativas a implementar.*

Para el caso de instalaciones nuevas que requieran la deshabilitación del diferencial de una subestación, la maniobra solo podrá ejecutarse una vez obtenida la autorización de conexión para Pruebas de Puesta en Servicio, y podrá mantenerse deshabilitada únicamente durante el plazo máximo que los procedimientos correspondientes establecen para la ejecución de dichas pruebas.

*Cuando la indisponibilidad del sistema diferencial de barras se produzca de manera imprevista –por mantenimiento correctivo, desconfiguración o falla en tiempo real–, el agente dispondrá de un **plazo máximo de quince (15) días calendario** para presentar al COES la propuesta de configuración operativa alternativa correspondiente.*

*En todos los casos, el agente deberá remitir al COES un **informe técnico** que detalle los cambios y **ajustes de las protecciones aplicables durante la indisponibilidad del diferencial de barras**.”.*

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES.

Por lo tanto, corresponde modificar el numeral 5.1.11 del proyecto de modificación del PR-08, de acuerdo con la siguiente redacción:

“5.1.11 En los casos en que, como parte de la ejecución de un proyecto de integración, modificación o retiro de instalaciones eléctricas, así como la de Mantenimientos Preventivos o Correctivos, sea necesario deshabilitar temporalmente el sistema diferencial de barras, el agente deberá proponer configuraciones operativas alternativas que minimicen el impacto ante una eventual falla en las barras de la subestación.

El requerimiento de deshabilitación deberá incluirse en el Programa Anual y/o Mensual de Mantenimiento, elaborado por el COES, indicando la duración prevista y las medidas operativas a implementar.

Para el caso de instalaciones nuevas que requieran la deshabilitación del diferencial de una subestación, la maniobra solo podrá ejecutarse una vez obtenida la autorización de conexión para Pruebas de Puesta en Servicio, y podrá mantenerse deshabilitada únicamente durante el plazo máximo que los procedimientos correspondientes establecen para la ejecución de dichas pruebas.

Cuando la indisponibilidad del sistema diferencial de barras se produzca de manera imprevista –por mantenimiento correctivo, desconfiguración o falla en tiempo real–, el agente dispondrá de un plazo máximo de quince (15) días calendario para presentar al COES la propuesta de configuración operativa alternativa correspondiente.

En todos los casos, el agente deberá remitir al COES un informe técnico que detalle los cambios y ajustes de las protecciones aplicables durante la indisponibilidad del diferencial de barras.”

2.7 Comentario 7 de Rep

Numeral 5.1.9

Respecto al análisis de apertura de anillos, se sugiere que la propuesta incluya una evaluación del impacto que esta medida podría tener sobre las programaciones de mantenimiento definidas en los Programas Anuales de Intervenciones (**PAIs**) y Programas Mensuales de Intervenciones (**PMIs**), a fin de evitar interferencias o conflictos operativos.

Sustento

La reprogramación de mantenimientos no solo impacta en lo económico sino también en la vida útil del activo, impactando consecuentemente en la confiabilidad.

Opinión del Coes

De acuerdo con la sugerencia:

Si bien es cierto se va a estudiar la apertura de anillos, sin embargo, por alguna actividad de Mantenimiento dicha línea que se consideró abrir, podría requerirse que sea cerrada nuevamente. Caso L-1122/L-1017.

Sobre el tema, se recomienda revisar la opinión al Comentario 9 de Engie.

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES.

Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-08 debido al presente comentario.

2.8 Comentario 8 de Rep

Numeral 6

En el análisis de seguridad operativa del SEIN, como parte de los criterios considerados, también debe contemplarse la operación de **la reserva fría** como mecanismo para preservar la seguridad del sistema. Esta condición implica un costo operativo adicional, el cual debe ser reconocido y considerado en la evaluación correspondiente.

Sustento

Hay casos que mantener el mínimo económico, se ha operado el sistema norte con una sola línea, es decir, sin confiabilidad, ni seguridad consecuentemente. Ejemplo: Colapsó del norte de los eventos: 16.05.2025.

Opinión del Coes

En desacuerdo con la sugerencia:

En el numeral 8 del PR-08, se presenta la metodología para la modificación del despacho económico por seguridad ante contingencias de equipos de transmisión. Este análisis de seguridad considera la operación por seguridad de cualquier central de generación, lo cual incluye a las que tienen un contrato de Reserva Fría. En esta parte del PR-08 también se establece el equilibrio entre la seguridad y el costo de operación. Por lo tanto, no es necesario realizar ningún cambio en el procedimiento.

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES.

Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-08 debido al presente comentario.

2.9 Comentario 9 de Rep

Numeral 6.1.1

En relación con el texto propuesto para el numeral 6.1.1, solicitamos que se considere la autorización en tiempo real del Centro de Control de la empresa de transmisión titular de la instalación, como requisito previo para la ejecución de cualquier acción operativa relacionada.

Sustento

La Empresa de Transmisión, a través de su Centro de Control, conoce en tiempo real el estado operativo específico, las capacidades técnicas y el historial de sus equipos (líneas, transformadores), por lo tanto, solo la empresa de transmisión puede autorizar las sobrecargas y el tiempo de sobrecarga. Asimismo, la Empresa de Transmisión es responsable de la operación segura la integridad y el mantenimiento de sus activos. Por lo tanto, la decisión de someter un equipo a una condición de estrés operativo (sobrecarga) que podría impactar su vida útil o condición debe ser tomada de manera exclusiva por su Centro de Control, toda vez que asume dicha responsabilidad.

Opinión del Coes

En desacuerdo con la sugerencia:

El numeral 6.1.1 se fundamenta en el marco de situación excepcional, y de acuerdo con el Decreto Supremo N° 040-2017-EM se establece que: **"Constituye Situación**

Excepcional aquella situación temporal en la cual el COES identifica, en la programación o en tiempo real, que no será posible asegurar el abastecimiento de energía eléctrica en el SEIN o en parte del mismo, con los parámetros operativos normales. Una vez que el COES identifique la Situación Excepcional, debe proceder con adoptar las acciones y realizar las maniobras descritas en el párrafo precedente”.

Es así como es facultad del COES utilizar la capacidad de sobrecarga que existe en todos los equipos de transmisión.

Además, ya se encuentra establecido en el PR09 que es obligación de los agentes notificar de alguna situación que restrinja las capacidades de sus equipos, es por ello que la limitación del uso de la capacidad de sobrecargar debe ser la excepción y no debe de requerirse una conformidad para ello.

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES.

Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-08 debido al presente comentario.

2.10 Comentario 10 de Rep

Numeral 6.1.1

Por otro lado, respecto a la situación excepcional descrita en el presente numeral, esta debe corresponder a una condición de emergencia que se presenta en tiempo real y que no ha sido considerada en la programación diaria del COES.

En ese contexto, tanto el COES como el agente transmisor deben actuar conforme a lo establecido en el numeral 5.2.2 de la Norma Técnica de Operación en Tiempo Real, sin apartarse de sus disposiciones.

Sustento

En esta situación excepcional el agente transmisor debe quedar exceptuado de compensaciones económicas debido a que su equipamiento se encuentra en sobrecarga provocada por la variación de la demanda o generación en alguna parte del SEIN. La situación excepcional debe ser siempre una situación operativa que se presenta en tiempo real y de manera temporal que debe ser corregida por el COES mediante reprogramación y validada con estudios de estabilidad.

Opinión del Coes

En desacuerdo con la sugerencia:

El numeral 6.1.1 descrita en el PR-08, está en el marco de situación excepcional, en este estado y de acuerdo con el Decreto Supremo N° 040-2017-EM: “Constituye

Situación Excepcional aquella situación temporal en la cual el COES identifica, en la programación o en tiempo real, que no será posible asegurar el abastecimiento de energía eléctrica en el SEIN o en parte del mismo, con los parámetros operativos normales". Aquí se establece que la Situación Excepcional puede ser programada.

Por otro lado, el numeral 5.2.2, al cual hace referencia la Norma Técnica de Operación en Tiempo Real, no corresponde al marco de Situación Excepcional, por lo que no resulta aplicable en este caso.

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES.

Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-08 debido al presente comentario.

2.11 Comentario 11 de Rep

Numeral 6.2.2

En relación con el texto propuesto para el numeral 6.2.2, se sugiere mejorar la redacción de los términos aprovechamiento y cuellos de botella, por términos correspondientes a la operación de sistemas de potencia. Para lo cual se propone:

"6.2.2 En un estudio anual del SEIN, se identificará los anillos del sistema de transmisión que limiten el aprovechamiento de la capacidad de las redes de 500 kV o 220 kV, por cuellos de botella en y los equipos de tensión inferior que provoquen caídas de tensión que limiten la transmisión de electricidad y que no pertenezcan al STTN ni al STTR. Sobre la base de las conclusiones de dicho estudio, se procederá a la apertura de los enlaces identificados, siempre que la nueva configuración permita mantener la estabilidad del sistema y minimizar el impacto de las contingencias preseleccionadas, conforme a lo establecido en el numeral 5.1.3 y cumpliendo con lo dispuesto en el numeral 7.2. El plazo máximo para la publicación del estudio será el 30 de junio de cada año."

Opinión del Coes

Parcialmente de acuerdo

Se cambió la palabra de "...limiten el aprovechamiento de la capacidad...", por "...restrinjan la utilización plena de la capacidad..."

El término "cuello de botella" corresponde a un concepto utilizado en cualquier disciplina relacionada a las redes o sistemas. Su uso no es incorrecto en los sistemas de potencia.

Sobre el tema, se recomienda revisar la opinión al Comentario 9 de Engie.

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES, ver análisis al Comentario 9 de Engie.

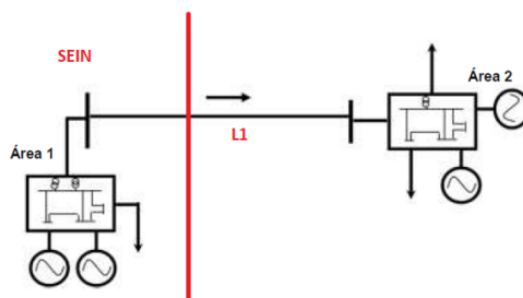
2.12 Comentario 12 de Rep

Numeral 6.2.3

Con relación a lo propuesto en el numeral 6.2.3

“6.2.3 En procura de minimizar el costo total de operación del sistema no se deberá cambiar la topología de la red de 500 kV o 220 kV salvo que la nueva configuración permita mantener la estabilidad del sistema”

Solicitamos contemplar el supuesto en que la configuración de la red corresponda al esquema siguiente:



A fin de que la norma reconozca explícitamente esta condición operativa y no genere interpretaciones restrictivas en la aplicación del criterio de topología. Asimismo, se deberán realizar estudios de estabilidad transitoria y, en esta nueva configuración, evaluar el límite de transmisión seguro que permita la operación continua del sistema. Esta evaluación debe considerar la ocurrencia de una contingencia en la línea L1, correspondiente a la interconexión entre el SEIN área 1 y el área 2.

Sustento

En los procesos de programación o reprogramación, el COES debe realizar el estudio de estabilidad transitoria de la línea L1 y determinar el máximo flujo de transmisión permitido. Este análisis debe considerar la posibilidad de desconexión de la línea L1 por falla, asegurando que, en tal escenario, el área 2 continúe operando sin pérdida de carga ni riesgo de colapso. Para ello, la generación en el área 2 debe ser suficiente para atender su demanda de manera autónoma, sin comprometer la estabilidad del sistema. El flujo máximo deberá establecerse como el límite de estabilidad declarado por el COES en la programación o reprogramación correspondiente.

Opinión del Coes

En desacuerdo con la Sugerencia:

El numeral 6.2.3 del PR-08 no se encuentra referido a cambios topológicos que puedan originar sistemas aislados, ni contempla fallas que deriven en dicha condición.

Por otro lado, de conformidad con lo establecido en el numeral 7.4.2 de la Norma Técnica de Coordinación de la Operación en Tiempo Real, **los límites de operación de los principales enlaces del SEIN son determinados en el Estudio de Estabilidad**, razón por la cual tales consideraciones ya se encuentran incorporadas en dicho estudio.

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES.

Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-08 debido al presente comentario.

2.13 Comentario 13 de Rep

Numeral 6.3

En el numeral 6.3 se indica que, para el resto del sistema, solo se aplicará el análisis de flujo de carga. En ese sentido, se solicita precisar o definir expresamente en el procedimiento si el análisis de contingencias también se realiza únicamente mediante flujo de carga. Asimismo, se requiere explicar qué criterios se consideran en esta situación operativa, tanto desde la programación como desde la operación en tiempo real.

Sustento

Se solicita especificar los criterios de evaluación de los flujos de carga que garanticen la seguridad operacional del sistema o área operativa en evaluación.

Opinión del Coes

En desacuerdo con la sugerencia:

Respecto a los criterios de flujo de carga sin contingencias para aquellas líneas que pertenecen al STTN o STTR son los mismos que para un caso de operación Normal, sin presentarse sobrecargas de las líneas y que operen con perfiles de tensión dentro del $\pm 2.5\%$ o $\pm 5\%$ según corresponda, tal como lo define la NTCOTRSI y normas adicionales.

Respecto al método de análisis que se utilizará para el estudio de las contingencias, el detalle se encuentra en el numeral 7.

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES.

Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-08 debido al presente comentario.

2.14 Comentario 14 de Rep

Numeral 6.6

Respecto al numeral 6.6, se debe precisar que tanto la exportación como la importación de energía deben realizarse considerando que los flujos de potencia no excedan los valores máximos establecidos en los estudios de estabilidad. Dichos estudios fueron desarrollados en el marco de las reuniones técnicas entre los operadores de los países involucrados, y constituyen la base técnica para garantizar la seguridad y confiabilidad del SEIN.

Opinión del Coes

De acuerdo con la sugerencia:

El COES elabora anualmente los Estudios para determinar los límites máximos de transferencia de potencia por la interconexión Ecuador-Perú, en ese sentido los resultados de este Estudio deben ser tomados en cuenta dado que en el mismo se ha contemplado los límites máximos de transferencia de potencia entre Perú-Ecuador. En ese sentido, se propone el siguiente numeral 6.6:

“6.6 Para la autorización de exportación de energía, se verificará que, particularmente por la exportación no se deteriora la seguridad del sistema, teniendo en cuenta los límites máximos de transferencia de potencia establecidos en el Estudio de Transferencia de Potencia entre Perú-Ecuador:

- a) Con los análisis de flujo de carga (sin contingencia), que el SEIN podrá operar en Estado Normal.*
- b) Con los análisis de flujo de carga ante las Contingencias definidas en el numeral 5.1.3 (con contingencia simple), que la red de transmisión de 500 kV y 220 kV del STTN y STTR opere conforme al numeral 7.1.*

En caso no se cumpla con las exigencias anteriores, no se autorizará la exportación de energía.

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES.

Por lo tanto, corresponde modificar el numeral 6.6 del proyecto de modificación del PR-08, de acuerdo con la siguiente redacción:

“6.6 Para la autorización de exportación de energía, se verificará que, particularmente por la exportación no se deteriora la seguridad del sistema, teniendo en cuenta los límites máximos de transferencia de potencia establecidos en el Estudio de Transferencia de Potencia entre Perú-Ecuador:

- a) Con los análisis de flujo de carga (sin contingencia), que el SEIN podrá operar en Estado Normal.*
- b) Con los análisis de flujo de carga ante las Contingencias definidas en el numeral 5.1.3 (con contingencia simple), que la red de transmisión de 500 kV y 220 kV del STTN y STTR opere conforme al numeral 7.1.*

En caso no se cumpla con las exigencias anteriores, no se autorizará la exportación de energía.”

2.15 Comentario 15 de Rep

Numeral 6.7

Se debe permitir, de manera excepcional, la disminución de la reserva fría con el propósito de programar equipos en el sistema de transmisión que requieren el arranque de unidades actualmente en condición de reserva fría. Esta medida tiene como objetivo mitigar el riesgo inminente de un posible colapso del sistema, derivado de la configuración resultante por la indisponibilidad programada de los equipos de transmisión.

Sustento

Por los mantenimientos programados en los equipos de transmisión hay configuraciones que quedan con un riesgo inminente de colapso, ante alguna contingencia. Como es el caso de sistemas aislados y sistemas que depende de una sola línea. Por ejemplo, cuando se encuentra por mantenimiento alguna de las líneas Miguel-Piura Oeste.

Opinión del Coes

En desacuerdo con la sugerencia:

El numeral 6.7 hace referencia a mantenimientos de unidades de generación que impliquen disminución de la reserva fría y no por mantenimiento de transmisión, por lo que es un error creer que no se arrancan unidades térmicas para evitar impactar a la reserva de generación del sistema.

Por otro lado, es importante indicarles que de acuerdo con el numeral 1 del Anexo 2 del PR-01 se establece que “El objetivo de la programación de la operación de Corto Plazo es determinar el menor costo total de operación del SEIN, garantizando la seguridad del abastecimiento de energía eléctrica y el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos disponibles”. Asimismo, únicamente se modificará el despacho económico cuando se cumpla lo indicado en el numeral 8 del PR-08.

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES.

Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-08 debido al presente comentario.

2.16 Comentario 16 de Rep

Numeral 6.9

Respecto a la implementación de un esquema especial de protección de rechazo de carga o generación para mitigar los efectos de las líneas del STTN y STTR por contingencias: Cabe señalar que, los esquemas especiales de protección no son de

rápida implementación en ocasiones requiere la compra de equipos y su implementación puede demorar, es por este motivo también que se solita que los estudios de estabilidad se actualicen cada año y se use como base las principales indisponibilidades de mantenimiento. De esta manera se tendrá un mejor análisis y estudio de activación del esquema especial de protección. Estos esquemas especiales de protección deben ser identificados durante la evaluación del programa anual de mantenimiento del SEIN. Por otro lado, solicitamos que se evalúe el crear esquemas especiales no solo de rechazo automático de carga y generación (RACG) sino también esquemas especiales para desconectar algún equipo de transmisión (que no rechace carga, sino que solo redirija el flujo).

Finalmente, respecto a la propuesta de que los agentes involucrados implementen estos esquemas, se aclara que dicha asignación no es correcta. Conforme a lo establecido en la NTCOTR, el agente titular del proyecto de implementación de una instalación que se conectará al sistema es responsable de implementar, a su costo, el esquema especial de protección correspondiente.

Sustento

Los esquemas implementados en el sistema de transmisión permiten redireccionar los flujos de potencia, lo que contribuye a evitar sobrecargas ante contingencias. Asimismo, estos esquemas brindan viabilidad operativa a los mantenimientos programados ante su análisis N-1. Toda vez que los numerales 7.4.4 y 7.4.5 de la NTCOTR establecen que cuando una nueva instalación solicite su incorporación al SEIN o cuando una instalación sea modificada, el agente debe de elaborar un estudio de estabilidad, por lo tanto, el COES debe analizar e identificar escenarios y contingencias en el STTN durante la revisión de los estudios operativos, para que el agente que elabora el EO implemente a su costo el esquema especial requerido por el COES.

Opinión del Coes

En desacuerdo con las sugerencias:

Es importante indicar que con el numeral 7.4.2 de la NTCOTR el Estudio de Estabilidad se elabora cada 4 años, por lo que no existiría posibilidad de cambiar la frecuencia de elaboración.

Respecto a su comentario que los esquemas especiales sean para desconectar algún equipo de transmisión (que no rechace carga, sino que solo redirija el flujo), no estamos de acuerdo, dado que en situaciones de contingencia en la cual pueden presentarse altas sobrecargas es importante contar con todos los elementos de transmisión para poder soportar las cargabilidades que se pueden presentar en esos escenarios. En la misma línea, desconectar carga ayudaría de forma más rápida en la solución de los casos críticos que implican salida de enlaces importantes que provoquen sobrecargas importantes en otros equipos.

Respecto a su comentario de que los agentes involucrados implementen estos esquemas, además añaden que, conforme a lo establecido en la NTCOTR, el agente titular del proyecto de implementación de una instalación que se conectará al sistema es responsable de implementar, a su costo, el esquema especial de protección correspondiente. **Se aclara este punto de acuerdo con lo siguiente, la NTCOTR en los numeral 7.4.4 y 7.4.5 hace referencia al ingreso de Nuevas Instalaciones al SEIN y de las modificaciones que competen netamente a sus instalaciones. Sin embargo, el numeral 6.9 del PR-08, abarca a esquemas sistémicos, como por ejemplo desconexiones de cargas automáticas en diferentes barras por falla de la línea L- 5006, L- 5008, etc.**

Respecto a que los agentes deben implementar estos esquemas se respondió en la opinión al Comentario 12 de Engie.

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES.

Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-08 debido al presente comentario.

2.17 Comentario 17 de Rep

Numeral 6.10

En el programa mensual de mantenimiento, se deben evaluar los posibles riesgos a los que podría estar expuesto el sistema eléctrico, incluyendo estudios de estabilidad que permitan identificar regiones con potencial de presentar situaciones excepcionales. Estos estudios de estabilidad son fundamentales para garantizar que no se produzca un colapso en el área operativa. En tiempo real, el Coordinador del Centro de Control de la empresa de transmisión solo aceptará sobrecargas en función del estado actual de los equipos, considerando exclusivamente la condición operativa y técnica del equipo en ese momento. Asimismo, manifestamos que este numeral no refleja el correcto uso de la Situación Excepcional, por lo cual se solicita modificar este numeral conforme ha sido sustentado y solicitado al COES.

Sustento

El COES viene haciendo un mal uso de la Situación Excepcional, puesto que ante el crecimiento natural de la demanda declara situación excepcional para sobrecargar las instalaciones de transmisión y abastecer el suministro de energía eléctrica, lo cual va en contra de lo establecido en el artículo 95 del Reglamento de la LCE, el cual claramente establece que la Situación Excepcional es una situación temporal identificada en la programación o en el tiempo real. En tal sentido, el crecimiento de la demanda no es causal para declaratoria de Situación Excepcional. Por otro lado, operar líneas de transmisión con 50% de sobrecarga y transformadores con sobrecargas permanente del 5% ponen el riesgo la operación de la infraestructura eléctrica y el resto del SEIN. Por lo que las sobrecargas

producto de fallas en los STTN y STTR no deben de superar del 20% en líneas de transmisión por un periodo máximo de 4 horas diarias, a menos que el propietario indique una sobrecarga mayor. En el caso de transformadores, al ser el equipo principal de una subestación, bajo ninguna circunstancia debe operar con sobrecarga, por lo que rápidamente se debe de coordinar rechazos manuales de carga, a menos que el titular acepte algún porcentaje de sobrecarga. Además, este numeral 6.10 se contradice con lo propuesto en el numeral 7.3 de este mismo procedimiento.

Opinión del Coes

Sugerencia parcialmente de acuerdo:

Uno de los objetivos del Programa Mensual de Mantenimiento, al igual que de los demás programas de mantenimiento, es validar los análisis de contingencia y las condiciones de operación en estado normal resultantes de los mantenimientos solicitados. Si bien, en este proceso, se evalúan los riesgos operativos derivados de las indisponibilidades programadas, el propósito no es efectuar un análisis global de estabilidad del SEIN.

Entendemos que su sugerencia busca que, desde el Programa Mensual, se realicen estudios de estabilidad orientados a identificar posibles riesgos sistémicos. Al respecto, no estamos de acuerdo, dado que dicho análisis forma parte del **ámbito de los Estudios de Estabilidad del SEIN**, los cuales se desarrollan con una periodicidad y nivel de detalle específico, conforme al marco normativo vigente.

Por tanto, el Programa Mensual debe apoyarse en los resultados y conclusiones de los Estudios de Estabilidad, pero no sustituirlos ni replicarlos, ya que su alcance es operativo y su horizonte temporal es distinto.

Respecto a su observación sobre el presunto mal uso de la Situación Excepcional, cabe precisar que el COES aplica dicha condición conforme a lo establecido en el marco normativo vigente, únicamente en escenarios en los que se requiere exceder temporalmente las tolerancias normales de operación, con el fin de garantizar el abastecimiento de energía eléctrica y la seguridad del SEIN.

Si bien el crecimiento de la demanda es un proceso continuo, la ocurrencia de **restricciones estructurales o retrasos en la entrada en operación de proyectos de transmisión o generación** puede originar situaciones operativas en las que, de manera temporal, se deba operar bajo el marco de una Situación Excepcional.

En tal sentido, la declaratoria de Situación Excepcional no responde al crecimiento natural de la demanda, sino a la **necesidad de preservar la continuidad y seguridad del suministro** frente a condiciones transitorias que superan las capacidades del sistema previstas en la programación normal.

Respecto a su comentario de operar líneas de transmisión con sobrecargas de hasta 50%, se ha respondido en la opinión al Comentario 19 de Rep.

Respecto a la apreciación de que el numeral 6.10 se contradice con lo propuesto en el numeral 7.3, es correcta la apreciación. En ese sentido y teniendo en cuenta el cambio en el numeral 6.10 **(ver opinión al Comentario 19 de Rep)**, el cual indica que se aceptará un mínimo de 35% de sobrecargas en situación excepcional, se propone el cambio en el numeral 7.3 el cuál quedaría de la siguiente forma:

“7.3 Para las simulaciones, la capacidad de los equipos de transmisión corresponderá al valor declarado por la empresa a través de la extranet del COES. En Situación Excepcional se considerará las tolerancias los ~~porcentajes de sobrecarga~~ informados por los titulares de los equipos o las indicadas en el numeral 6.10.”.

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES.

Por lo tanto, corresponde modificar el numeral 7.3 del proyecto de modificación del PR-08, de acuerdo con la siguiente redacción:

“7.3 Para las simulaciones, la capacidad de los equipos de transmisión corresponderá al valor declarado por la empresa a través de la extranet del COES. En Situación Excepcional se considerará las tolerancias indicadas en el numeral 6.10.”

2.18 Comentario 18 de Rep

Numeral 6.10 c)

No resulta adecuado aceptar una sobrecarga del 5% sobre la capacidad nominal de los transformadores como condición normal de operación. A diferencia de las líneas, que pueden tolerar sobrecargas de hasta el 20% en ciertos casos, los transformadores tienen limitaciones térmicas más estrictas. Por lo expuesto, una sobrecarga de este tipo solo podría considerarse en situaciones de emergencia y por un tiempo limitado, siempre bajo supervisión y control de las protecciones térmicas.

Sustento

La capacidad de un transformador para operar bajo condiciones de sobrecarga depende principalmente de su temperatura de operación. En ese sentido, no es adecuado considerar una sobrecarga del 5% como una condición normal de operación. Este tipo de sobrecarga podría ser aceptable únicamente en situaciones de emergencia y por un período de tiempo limitado, siempre bajo control. Además, su aplicación estaría sujeta a la actuación de las protecciones térmicas del equipo.

Opinión del Coes

Sugerencia parcialmente de acuerdo:

Si bien es cierto los transformadores tienen características diferentes a las líneas de transmisión situación que reduce la posibilidad de operar con sobrecargas

sostenibles, no obstante, en escenarios de **Situación Excepcional**, donde la prioridad es garantizar el abastecimiento del suministro eléctrico y preservar la seguridad del SEIN, es importante que los agentes contribuyan dentro de sus posibilidades técnicas, permitiendo cierto margen de operación por encima de la capacidad nominal de sus transformadores.

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES.

Por lo tanto, se precisa el numeral 6.10 del proyecto de modificación del PR-08, considerando su aplicación en Situación Excepcional empleando los criterios indicados en los literales a), b) y c).

2.19 Comentario 19 de Rep

Numeral 6.10 a)

En situación excepcional, ante una post - contingencia. En la operación de las líneas no debería considerarse un porcentaje de sobrecarga inferior al 50%, el valor superior debe ser definido por cada integrante.

Sustento

Cada línea de transmisión tiene un valor distinto de sobrecarga máxima que puede soportar ante una contingencia, ya que este se define según los criterios establecidos en el DMS u otras observaciones técnicas específicas de la línea.

Opinión del Coes

Sugerencia parcialmente de acuerdo:

Es cierto que el valor superior debe ser definido por cada integrante, sin embargo, al estar dentro del marco de situación excepcional, lo que implica condiciones de mayor estrés para el sistema, al tener que operar con sobrecargas y/o perfiles de tensión fuera de rango con el fin de procurar el abastecimiento oportuno a los usuarios, es necesario e importante que los enlaces puedan soportar una sobrecarga mínima de 35% respecto a su capacidad nominal.

El numeral 6.10 a) quedaría del siguiente modo:

“a) Superando los límites de transmisión o Regiones de Seguridad de tal manera que, ante alguna contingencia pre establecida, no se presenten huecos de tensión con valores menores a 0,85 p.u. por 700 milisegundos y que post contingencia el sistema resulte con tensiones mayores o iguales a 0,9 p.u. de la tensión de operación, así como sobrecargas de hasta 35% de la capacidad nominal de las líneas y 5% de la capacidad nominal de los transformadores, en caso no existan capacidades superiores declaradas por los propietarios de los equipos.”

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES.

Por lo tanto, corresponde modificar el literal a) del numeral 6.10 del proyecto de modificación del PR-08, de acuerdo con la siguiente redacción:

“a) Superando los límites de transmisión o Regiones de Seguridad de tal manera que, ante alguna contingencia pre establecida, no se presenten huecos de tensión con valores menores a 0,85 p.u. por 700 milisegundos y que post contingencia el sistema resulte con tensiones mayores o iguales a 0,9 p.u. de la tensión de operación, así como sobrecargas de hasta 35% de la capacidad nominal de las líneas y 5% de la capacidad nominal de los transformadores, en caso no existan capacidades superiores declaradas por los propietarios de los equipos.”

2.20 Comentario 20 de Rep

Numeral 6.11

Se debe incorporar un ítem adicional en la metodología para la toma de decisiones. Este debe considerar las configuraciones del sistema y los riesgos inminentes de colapso que puedan comprometer la seguridad del sistema eléctrico. Por ejemplo, se deben evaluar situaciones como sistemas aislados o zonas del sistema que son alimentadas por una única línea de transmisión.

Opinión del Coes

En desacuerdo con la sugerencia:

El objetivo del PR-08 es definir los criterios de Seguridad a ser utilizados en la programación y reprogramación de la operación del SEIN, no aplicando para sistemas aislados o teniendo como resultado la formación de sistemas aislados.

Por otro lado, respecto a evaluar zonas del sistema que son alimentadas por una única línea de transmisión, no es posible que se subutilice equipos del sistema de transmisión con el fin de mitigar el efecto de posibles desconexiones por falla, cuyo origen de las mismas se encuentra bajo el control del propietario del equipo.

Además, ninguno de los supuestos que analiza y regula el PR-08 concibe la formación de un sistema aislado como consecuencia inmediata de una contingencia.

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES.

Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-08 debido al presente comentario.

2.21 Comentario 21 de Rep

Numeral 6.12

La tasa de ocurrencia de falla debe de ser máximo de un periodo máximo de 5 años.

Sustento

Debido a lo dinámico que resulta ser el SEIN (ingreso de nuevas cargas y centrales de generación), la tasa de ocurrencia de falla a ser considerando en los análisis de contingencia, deben de ser de un periodo no mayor a 5 años. Con esto se garantiza que estos análisis reflejen la realidad y se garantice no solo la economía si no también la seguridad del sistema.

Opinión del Coes

En desacuerdo con la sugerencia:

Se considera que el horizonte de análisis de diez (10) años resulta el más adecuado para la estimación de tasas de falla y la determinación de contingencias, dado que proporciona una muestra históricamente representativa, reduce la variabilidad estadística y permite incorporar eventos de baja frecuencia que podrían no presentarse en ventanas más cortas. Un periodo menor, como cinco (5) años, podría generar sesgos en la evaluación al no reflejar adecuadamente el comportamiento real de los elementos del sistema ni las condiciones históricas de operación. Por ello, se mantiene el horizonte de diez años como referencia estándar, garantizando que los resultados obtenidos sean estables y representativos del comportamiento global del sistema, y no se vean influenciados por variaciones puntuales o condiciones excepcionales de corto plazo.

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES.

Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-08 debido al presente comentario.

2.22 Comentario 22 de Rep

Numeral 7

Se solicita modificar el numeral 1.5 del proyecto de resolución, dado que hace referencia al PR-18, el cual está relacionado con la Determinación de la potencia efectiva de Centrales Hidroeléctricas, lo que no corresponde con el contenido de dicho numera.

Opinión del Coes

De acuerdo con la sugerencia:

El numeral corresponde a una propuesta de cambio del PR-08. Por error se escribió PR-18.

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES.

2.23 Comentario 23 de Rep

Numeral 7

Se solicita especificar el tipo de estudios de estabilidad dinámica requerido, así como los estudios en el dominio del tiempo que deben realizarse utilizando programas comerciales que tengan la mayor parte de los agentes.

Sustento

Cabe señalar que el COES realiza este tipo de análisis utilizando un programa especializado denominado ORGANON, el cual es de uso exclusivo del COES. Esta herramienta no está disponible para los demás Agentes del sistema, lo que limita la posibilidad de replicar o validar dichos estudios por terceros especializados.

Opinión del Coes

En desacuerdo con la sugerencia:

El numeral 7.2 hace referencia a la simulación de una falla en una determinada línea, verificando que el sistema mantenga la estabilidad angular, transitoria y de tensión.

El programa ORGANON permite realizar los análisis correspondientes de estabilidad transitoria, angular y de tensión, necesarios para dicha evaluación, herramienta que el COES determinó que cumple con las condiciones necesarias su utilización en Tiempo Real por el CCO para realizar la evaluación de la seguridad en línea. Sin embargo, es importante recalcar que la utilización del ORGANON es para representar el límite Centro-Sur. Si bien el COES utiliza ORGANON, sus fundamentos siguen siendo los mismos que corresponden a los fenómenos dinámicos transitorios de los sistemas de potencia, por lo que pueden ser replicados en cualquier herramienta que ejecute estos cálculos, así como también existe la alternativa de que el agente adquiera esta herramienta.

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES.

Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-08 debido al presente comentario.

2.24 Comentario 24 de Rep

Numeral 7.1

Solicitamos considerar que, en aquellas subestaciones donde el sistema de protección diferencial de barras se encuentre fuera de servicio, la salida de la barra como una contingencia, ya sea por falla o por desconexión operativa.

Sustento

Las fallas en barra pueden ocasionar colapsos en el sistema, se debe de analizar de manera dinámica la respuesta del sistema de protección ante este tipo de eventos.

Opinión del Coes

De acuerdo con la sugerencia:

El estudio de configuración de las SSEE tiene por finalidad determinar el escenario de que la desconexión de una barra provoque el menor impacto posible en el sistema, esta desconexión de barra se analizaría considerando el acople cerrado o abierto.

En ese sentido, se propone el siguiente numeral 6.2.1:

*“6.2.1 Para las subestaciones de doble barra, mediante análisis de contingencia, **que considere, como mínimo, la falla en barra, se determinará la configuración que permita mantener la estabilidad del sistema y/o minimizar el impacto de las contingencias del STTN, así como las definidas según el numeral 5.1.3, cumpliendo con lo establecido en el numeral 7.2.(...).***

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis al Comentario 8 de Engie.

2.25 Comentario 25 de Rep

Numerales 5.1.8 y 5.1.9

Los estudios que determinen la configuración de las subestaciones doble barra del STTN y STTR y la necesidad abrir anillos en el sistema de transmisión en el SEIN, debe realizarse no solo de forma anual, sino también mensual.

Sustento

Los despachos de generación y las restricciones operativas del sistema pueden variar a lo largo del año. Por ello, es necesario realizar estudios o verificaciones dentro de los programas mensuales para asegurar la correcta operación del sistema.

Opinión del Coes

En desacuerdo con la sugerencia:

Respecto a la configuración de las subestaciones, estas se plantearán para que incluso en la condición de fallas de barras esto genere el menor impacto al sistema, por lo que no sería necesario de que se haga su evaluación mensual.

Respecto al tema de apertura de anillos, consideramos que producto de ciertos mantenimientos hay la posibilidad de considerar que el anillo vuelva a cerrarse, dicha situación se ha planteado en la opinión al Comentario 9 de Engie.

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES.

Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-08 debido al presente comentario.

2.26 Comentario 26 de Rep

Numeral 8

Se debe incorporar un ítem adicional en la metodología para la toma de decisiones. Este debe considerar las configuraciones del sistema y los riesgos inminentes de colapso que puedan comprometer la seguridad del sistema eléctrico. Por ejemplo, se deben evaluar situaciones como sistemas aislados o zonas del sistema que son alimentadas por una única línea de transmisión.

Sustento

Teniendo grupos de generación de reserva fría disponibles que podrían operar para evitar un colapso ante una contingencia, se opta por no operar estas centrales según el procedimiento actual, sin analizar la configuración del sistema frente a riesgos inminentes.

Opinión del Coes

En desacuerdo con la sugerencia.

Ver opinión al Comentario 20 de Rep.

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES.

Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-08 debido al presente comentario.

3. Comentarios de Kallpa Generación S.A. (Kallpa)

3.1 Comentario 1 de Kallpa

Numeral 1

El numeral 1. indica lo siguiente:

“Definir los criterios de Seguridad a ser utilizados en la programación y reprogramación de la operación del SEIN con la finalidad de que el Sistema de Transmisión Troncal Nacional (STTN) y el Sistema de Transmisión Troncal Regional (STTR) operen en Estado Normal frente a las variaciones cotidianas de la demanda y la generación, o transitoriamente con sobrecargas ante un grupo determinado de Contingencias en equipos del STTN y del STTR u otros equipos que el COES considere necesarios y que puedan comprometer el funcionamiento del SEIN en las condiciones definidas en el presente procedimiento.”

Se propone incluir el siguiente segundo párrafo:

“Los criterios de seguridad deberán aplicarse procurando siempre que la operación del SEIN se realice al mínimo costo posible y con el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos, preservando la seguridad del sistema sin imponer restricciones innecesarias a las instalaciones que no estén directamente relacionadas con los riesgos identificados.”

Sustento

Es fundamental precisar que una mayor seguridad en la operación del SEIN no debe alcanzarse a costa de restringir indiscriminadamente la operación de instalaciones ajenas a los riesgos que se pretenden mitigar. De imponerse tales restricciones, estas deberán tener un carácter estrictamente temporal, ya sea en el corto, mediano o largo plazo, en función de las condiciones del sistema y de las soluciones implementadas para superar la contingencia. De lo contrario, se generaría una distorsión en el mercado eléctrico al trasladar sobrecostos injustificados a los agentes, afectando la eficiencia de la operación. Por ello, los criterios de seguridad deben diseñarse de forma que logren un equilibrio entre confiabilidad y eficiencia económica, garantizando que el sistema sea robusto frente a contingencias críticas, pero a la vez maximizando el uso de la infraestructura disponible y de los recursos energéticos. De esta manera, se asegura que el SEIN opere de forma segura, confiable y eficiente, en beneficio del conjunto de usuarios y agentes del sistema eléctrico.

Opinión del Coes

En desacuerdo con la sugerencia:

El PR-08 establece el equilibrio que se debe tener entre la seguridad y el costo operativo. Es incorrecto hacer una propuesta que privilegie el mínimo costo de operación.

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES.

Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-08 debido al presente comentario.

3.2 Comentario 2 de Kallpa

Numeral 5.1.3

El numeral 5.1.3 del Proyecto señala lo siguiente:

“5.1.3. Definir y publicar en la web del COES el listado de Contingencias de equipos que, adicionalmente a las del STTN, se consideren para la aplicación de los numerales 6.1, 6.2, 6.4 y 6.6.”

Al respecto, consideramos importante modificar dicho numeral de acuerdo con el siguiente texto que incorporamos:

“5.1.3 Definir y publicar en la web del COES el listado de Contingencias de equipos que, adicionalmente a las del STTN, se consideren para la aplicación de los numerales 6.1, 6.2, 6.4 y 6.6. El listado debe ser actualizado cada mes considerando los equipos de transmisión que van ingresando y retirándose del SEIN, junto con los criterios de selección de las contingencias.”;

Sustento

Consideramos que, como principales interesados, los Agentes del SEIN deben conocer los criterios utilizados por el COES para definir el listado de contingencias para la aplicación de los numerales 6.1, 6.2, 6.4 y 6.6 del PR-08. Asimismo, el listado requiere una continua actualización para reflejar mejor la condición real del SEIN.

Opinión del Coes

Parcialmente de acuerdo con la sugerencia:

Respecto a la actualización del listado, no consideramos que deba ser con periodicidad mensual, dado que no hay cambios significativos cada mes. Por otro lado, se está considerando el periodo estacional, ya que en avenida y estiaje podrían presentarse fallas distintas las cuáles si es necesaria considerarlo para su análisis respectivo. En ese sentido se ha propuesto que la actualización del listado considere el retiro e ingreso de instalaciones al SEIN. (Ver opinión al Comentario 3 de Engie).

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES. Ver Análisis al Comentario 3 de Engie.

3.3 Comentario 3 de Kallpa

Numeral 5.1.4

El numeral 5.1.4 del Proyecto señala lo siguiente:

“5.1.4 Definir en el Programa Semanal de Intervención, los límites de transmisión o Regiones de Seguridad de los principales enlaces del SEIN conforme a lo establecido en el presente procedimiento.”

Al respecto, sugerimos incorporar en dicho numeral el siguiente texto:

“5.1.4 Definir en el Programa Semanal de Intervención, los límites de transmisión o Regiones de Seguridad de los enlaces principales del SEIN conforme a lo establecido en el presente procedimiento. Estos límites o regiones de seguridad deberán actualizarse durante la elaboración del PDO o RDO, de acuerdo con las condiciones actuales del SEIN según corresponda.”

Sustento

Durante una semana operativa, la red de transmisión y la generación disponible en las distintas áreas del SEIN pueden sufrir modificaciones debido a fallas o mantenimientos correctivos que ocurren durante la operación en tiempo real. Por

ello, consideramos importante que las regiones de seguridad puedan modificarse de acuerdo con la condición actual del SEIN, ya que no hacerlo impediría el aprovechamiento de la capacidad de la red de transmisión.

Opinión del Coes

Parcialmente de acuerdo con la sugerencia.

Ver opinión al Comentario 5 de Engie.

Análisis

De acuerdo con la sugerencia: Ver análisis al Comentario 5 de Engie.

3.4 Comentario 4 de Kallpa

Numeral 5.1.7

El numeral 5.1.7 del Proyecto señala lo siguiente:

“5.1.7 Mantener actualizado en el Portal de Internet del COES los valores de Tensión de Operación de las Barras de los Sistemas de Transmisión del SEIN.”

Al respecto, consideramos importante modificar dicho numeral de acuerdo con el siguiente texto que incorporamos:

“5.1.7 Mantener actualizado en el Portal de Internet del COES los valores de Tensión de Operación de las Barras de los Sistemas de Transmisión del SEIN; así como la capacidad, sobrecarga admisible y cualquier otro tipo de restricción asociada a los equipos de transmisión.”

Sustento

Consideramos necesario que se publique y mantenga actualizada la información referida a la capacidad, sobrecarga admisible y cualquier otro tipo de restricción asociada a los equipos de transmisión (ejemplo: capacidad contractual, tiempo máximo de sobrecarga, etc.); toda vez que esta información es de utilidad a los Agentes para optimizar la programación del mantenimiento de sus equipos de transmisión y generación.

Opinión del Coes

De acuerdo con la sugerencia:

Es importante mantener actualizado los valores de sobrecargas permitidas, tiempo máximo de sobrecarga.

En ese sentido se propone el siguiente numeral 5.1.7:

“5.1.7 Mantener actualizado en el Portal de Internet del COES los valores de Tensión de Operación de las Barras de los Sistemas de Transmisión del SEIN; así como la capacidad, sobrecarga admisible y cualquier otro tipo de restricción asociada a los equipos de transmisión.”

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES.

Por lo tanto, corresponde modificar el numeral 5.1.7 del proyecto de modificación del PR-08 de acuerdo con la siguiente redacción:

“5.1.7 Mantener actualizado en el Portal de Internet del COES los valores de Tensión de Operación de las Barras de los Sistemas de Transmisión del SEIN; así como la capacidad, sobrecarga admisible y cualquier otro tipo de restricción asociada a los equipos de transmisión.”

3.5 Comentario 5 de Kallpa

Numeral 6.1

El numeral 6.1 del Proyecto señala lo siguiente:

“6.1 Establecer y aplicar límites de transmisión o Regiones de Seguridad en los principales enlaces del SEIN, para lo cual, mediante Análisis de Contingencia, se determinará el límite o Región de Seguridad, en donde la operación del sistema se mantenga estable ante Contingencias definidas conforme a lo indicado en los numerales 5.1.3 y cumpliendo lo establecido en los numerales 7.1 y 7.2.”

Al respecto, consideramos importante modificar dicho numeral de acuerdo con el siguiente texto que incorporamos:

“6.1 Establecer y aplicar límites de transmisión o Regiones de Seguridad en los principales enlaces del SEIN, para lo cual, mediante Análisis de Contingencia, se determinará el límite o Región de Seguridad, en donde la operación del sistema se mantenga estable ante Contingencias definidas conforme a lo indicado en los numerales 5.1.3 y cumpliendo lo establecido en los numerales 7.1 y 7.2. El informe y los archivos de simulación utilizados para el Análisis de Seguridad serán publicados como anexos del PMI, PSI y PDI respectivos, de acuerdo con los plazos establecidos en el PR-12.”.

Sustento

Considerando que la aplicación de límites de transmisión o regiones de seguridad en el SEIN genera una restricción adicional en el despacho económico y, por consiguiente, impactos en las inyecciones de las centrales de generación, es indispensable que los Agentes tengan acceso a los cálculos justificativos y simulaciones realizadas por el COES para determinar los límites de transmisión o Regiones de Seguridad. Esto permitirá la transparencia de los procesos y la toma de decisiones en tiempo real. Actualmente, se viene usando el software ORGANON para establecer las regiones de seguridad, por lo cual, los archivos que deberían publicar serían, entre otros, aquellos con extensión *.raw, *.def, *.dyn, *.evt, *.prm, *.sps.

Opinión del Coes

Parcialmente de acuerdo con la sugerencia. Ver opinión al Comentario 5 de Engie.

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis al Comentario 5 de Engie.

3.6 Comentario 6 de Kallpa

Numeral 6.2.3

El numeral 6.2.3 del Proyecto señala lo siguiente:

“6.2.3 En procura de minimizar el costo total de operación del sistema no se deberá cambiar la topología de la red de 500 kV o 220 kV salvo que la nueva configuración permita mantener la estabilidad del sistema y minimice el impacto de las Contingencias del STTN y las preseleccionadas conforme al numeral 5.1.3, cumpliendo lo establecido en el numeral 7.2 y que las mismas contingencias no provoquen interrupción de suministros.”

Al respecto, consideramos importante modificar dicho numeral de acuerdo con el siguiente texto:

“6.2.3 En procura de minimizar el costo total de operación del sistema no se deberá se podrá cambiar la topología de la red de 500 kV o 220 kV salvo verificando que la nueva configuración permita mantener un nivel adecuado de la estabilidad del sistema y minimice el impacto de las Contingencias más relevantes y altamente probables del STTN y las preseleccionadas conforme al numeral 5.1.3, cumpliendo lo establecido en el numeral 7.2 y que las mismas contingencias no provoquen interrupción de suministros.”

Sustento

La aplicación de límites de transmisión o regiones de seguridad podría provocar que se restrinja generación de menor costo presente en un área del SEIN y operen unidades más caras para compensarlas. Ante esta situación, se debe tener en cuenta que, de acuerdo con lo establecido en el numeral 12.1 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 SEIN y administrar el Mercado de Corto Plazo”. De esta manera, si el cambio de la topología de la red de 500 o 220 KV mantiene la seguridad del SEIN en un margen adecuado, debería ejecutar dicho cambio para cumplir, asimismo, con su finalidad de operar al mínimo costo. En ese sentido, debe reconocerse que la modificación de la topología de la red no se limita únicamente a preservar la configuración original de la misma. Existen circunstancias en las cuales resulta técnica y económicamente conveniente operar con topologías distintas, siempre que dichas acciones garanticen que el SEIN mantenga un nivel de confiabilidad razonable y aceptable, aun cuando este no sea estrictamente equivalente al de la configuración anterior. Bajo este criterio, lo relevante es asegurar que el sistema opere dentro de márgenes adecuados de seguridad y estabilidad, al tiempo que se

optimiza la economía de la operación en concordancia con la finalidad del COES de operar el SEIN al mínimo costo y con el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos.

Opinión del Coes

En desacuerdo con la sugerencia:

Se reitera lo indicado en la opinión al Comentario 10 de Engie. Los cambios topológicos tienen que estar alineados con la necesidad de asegurar el abastecimiento de la demanda y no la reducción de costos operativos.

Ver opinión al Comentario 10.

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis al Comentario 10 de Engie.

3.7 Comentario 7 de Kallpa

Numeral 6.10

El numeral 6.10 del Proyecto señala lo siguiente:

“6.10 En Situación Excepcional se podrá operar en Estado Normal:

- a) (...)
- b) (...)
- c) Sobrecargas de 20% de la capacidad nominal de las líneas y 5% de la capacidad nominal de los transformadores.”

Al respecto, consideramos importante modificar dicho numeral de acuerdo con el siguiente texto:

“6.10 En Situación Excepcional se podrá operar en Estado Normal:

- .a) (...)
- .b) (...)
- .c) Sobrecargas de al menos 20% de la capacidad nominal de las líneas y al menos 5% de la capacidad nominal de los transformadores.”

Sustento

Consideramos importante que no se limite a un porcentaje fijo la sobrecarga admisible de líneas y transformadores en un periodo de Situación Excepcional, toda vez que algunos equipos podrían incluso soportar más niveles de sobrecarga previamente validados por sus titulares respectivos.

Opinión del Coes

De acuerdo con la sugerencia:

El literal c) hace referencia a una sobrecarga en un escenario sin contingencia en el marco de situación excepcional.

Sin embargo, se ha planteado en el numeral 6.10 a) que en un escenario post-contingencia los enlaces de transmisión (líneas de transmisión) soporten sobrecargas como mínimo de un 35% o superiores en caso el titular del equipo manifieste la posibilidad

Análisis

Ver análisis al Comentario 19 de Rep. Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-08 debido al presente comentario.

3.8 Comentario 8 de Kallpa

Numeral 6.9

El numeral 6.9 del Proyecto señala lo siguiente:

“6.9 Si en la aplicación del presente procedimiento el COES identifica la necesidad de implementar esquemas especiales de Rechazo Automático de Carga o Generación (RACG) para mitigar efectos en los STTN y STTR por contingencias en el STTN para la aplicación del numeral 7.1, éstos serán definidos en el ámbito del Estudio de Estabilidad previsto en la NTCOTR para luego ser implementados por los Agentes involucrados.”

Al respecto, consideramos importante modificar dicho numeral de acuerdo con el siguiente texto que incorporamos:

“6.9 Si en la aplicación del presente procedimiento el COES identifica la necesidad de implementar esquemas especiales de Rechazo Automático de Carga o Generación (RACG) para mitigar efectos en los STTN y STTR por contingencias en el STTN para la aplicación del numeral 7.1, éstos serán definidos en el ámbito del Estudio de Estabilidad previsto en la NTCOTR para luego ser implementados por los Agentes involucrados. **Estos esquemas serán temporales y deberá establecerse un tiempo máximo de vigencia para que el COES proponga una solución y se defina una configuración apropiada del sistema que elimine la necesidad de mantener dicho esquema. Asimismo, en la definición de este esquema se debe considerar únicamente las contingencias más relevantes y altamente probables, tomando en cuenta la operación al mínimo costo del SEIN y el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos.**”

Sustento

Consideramos que los esquemas especiales de Rechazo de Carga o Generación (RACG) deben tener un plazo máximo de vigencia, toda vez que podrían provocar una operación no económica del SEIN y no se use toda la capacidad del parque generador existente. Asimismo, el COES, como operador del sistema, debería

proponer una solución definitiva para la situación que ocasione la necesidad de implementar el esquema, desde configuraciones nuevas de la red y eventuales propuestas de mejora en los Planes de Transmisión. En efecto, estos esquemas no pueden permanecer de manera indefinida, son soluciones temporales, siempre se debe buscar soluciones que no generen estas restricciones y el COES en su calidad de operador lo debe hacer más aún cuando tiene toda la potestad de incluir soluciones en el Plan de Transmisión. De igual forma, debe subrayarse que la lógica de operación del SEIN está orientada a asegurar el aprovechamiento permanente y óptimo de los recursos energéticos disponibles, principio que se vería comprometido si los esquemas RACG se convirtieran en mecanismos de carácter permanente. En consecuencia, corresponde que cualquier restricción derivada de la aplicación de estos esquemas sea siempre temporal y que el COES realice los esfuerzos necesarios para eliminarlas mediante la implementación de soluciones estructurales. Solo de esta manera se garantiza la seguridad del sistema en condiciones que respeten la eficiencia económica y la obligación de maximizar el uso de los recursos energéticos en beneficio del mercado eléctrico y de los usuarios finales.

Opinión del Coes

En desacuerdo con la sugerencia:

Si bien es cierto dichos esquemas podrían ser temporales, sin embargo, no es oportuno indicar un tiempo máximo de vigencia, dado que esto dependerá de la definición de nuevas líneas de transmisión que solucionen esos problemas identificados, lo que tendrá que verificarse y proponerse en los Planes de Transmisión respectivos y que en muchas oportunidades tardan años en ingresar e incluso podrían desestimarse en planes de transmisión posteriores

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES.

Por lo tanto, no corresponde modificar el del proyecto de modificación del PR-08 debido al presente comentario.

4. Comentarios de Statkraft Perú S.A. (Statkraft)

4.1 Comentario 1 de Statkraft

Numeral 6.10

Dice:

“En Situación Excepcional se podrá operar en Estado Normal: a) Superando los límites de transmisión o Regiones de Seguridad (...) b) Tensiones en el rango de $\pm 7\%$ (...) c) Sobrecargas de 20% en líneas y 5% en transformadores (...)”

La incorporación de “Situaciones Excepcionales” flexibiliza los criterios de seguridad operativa respecto al Estado Normal, permitiendo operar el sistema con tensiones y

sobrecargas fuera de los límites usuales. **Sin embargo, no se precisa de manera explícita la relación de estas condiciones con el cálculo de compensaciones según PR 40. Dado que estas condiciones excepcionales constituyen una decisión técnica del COES, y que los agentes no tienen control sobre su ocurrencia, resulta necesario garantizar que los eventos o fallas que se produzcan durante este régimen no sean considerados como causal de compensaciones a cargo de los agentes.**

Sustento

Se requiere brindar certeza regulatoria a los agentes respecto a que no asumirán costos por decisiones operativas del despacho bajo condiciones excepcionales.

Opinión del Coes

En desacuerdo con la sugerencia:

Si bien es cierto en el marco de situación excepcional, los límites de transmisión y tensiones operan fuera del rango normal de operación, No es factible indicar que los eventos o fallas que se produzcan durante la vigencia de esta declaración no sean considerados como causal de compensaciones, dado que esto requiere un análisis detallado en cada uno de los casos, el cual se realiza como parte del análisis de fallas.

En resumen, no podríamos asumir que todas las fallas o eventos han sido ocasionados por operar en este régimen o establecer a priori responsabilidades o exoneraciones.

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES.

Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-08 debido al presente comentario.

4.2 Comentario 2 de Statkraft

Numeral 8.3

Dice:

"8.3 Compensación Económica

a) La compensación de la operación de Unidades de Generación Térmica por Seguridad será determinada conforme al numeral 7 del Procedimiento Técnico del COES N° 33 "Compensaciones de Costos Operativos Adicionales de las Unidades de Generación Térmica" o aquel que lo reemplace o sustituya en este aspecto.

b) Los Participantes pagarán las compensaciones resultantes del literal a) de este, conforme al numeral 7 del PR-33, siempre que las compensaciones no hayan sido producto de la aplicación del numeral 8.2. (...)"

Comentario

En la operación real del SEIN, el COES también puede modificar el despacho de unidades hidroeléctricas para atender criterios de seguridad. Dichas modificaciones pueden ocasionar vertimientos hidrológicos forzados, los cuales representan una pérdida de energía y un costo económico para el agente hidroeléctrico.

Sustento

El procedimiento, tal como está redactado, no prevé mecanismos de reconocimiento ni compensación para estas situaciones, a diferencia de lo que ocurre con las unidades térmicas a través del PR-33.

Opinión del Coes

En desacuerdo con la sugerencia:

Para las unidades térmicas no existe un reconocimiento respecto la disposición de energía o la oportunidad de inyección.

El PR-33 solo hace el reconocimiento de costos para las unidades térmicas. Si utilizamos la misma idea para las centrales hidráulicas, no habría costo a compensar si lo que se programa es la restricción de generación para las centrales hidráulicas. En el caso de modificación de perfiles de generación, solo se produce el movimiento de energía por lo que tampoco existe un costo asociado.

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES.

Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-08 debido al presente comentario.

5. Comentarios de Fenix Power Perú S.A. (Fenix)

5.1 Comentario 1 de Fenix

Numerales 5.1.8 y 5.1.9

5.1.8 Elaborar el estudio anual que determine la configuración de las subestaciones doble barra del STTN y STTR, de acuerdo con lo establecido en el numeral 6.2.1.

5.1.9. Elaborar el estudio anual que identifique la necesidad abrir anillos en el sistema de transmisión en el SEIN, de acuerdo con lo establecido en el numeral 6.2.2. Solicitud y/o consulta.

Sustento

Estamos de acuerdo con que el COES elabore de manera anual un estudio que determine la configuración de las subestaciones en esquema de doble barra, así como un estudio que evalúe la apertura de anillos en el sistema de transmisión. Estos instrumentos representan un avance importante, pues introducen un análisis preventivo y recurrente que permitirá identificar configuraciones críticas, anticipar

vulnerabilidades y fortalecer la confiabilidad de la red frente a contingencias. Sin embargo, para consolidar esta propuesta consideramos necesario añadir aspectos inspirados en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio de Chile¹, que pueden enriquecer el alcance del PR-08:

1. Transparencia y trazabilidad: En Chile, los estudios elaborados por el Coordinador Eléctrico Nacional se publican junto con sus resultados, fundamentos técnicos y medidas de acción, lo que asegura acceso a la información y facilita la supervisión de agentes. En esa línea, proponemos que el PR-08 establezca de manera expresa que los estudios de doble barra y apertura de anillos no solo se elaboren, sino que también se publiquen con las medidas correctivas y los responsables de su implementación, garantizando claridad y control.
2. Estudios complementarios: Con el fin de ampliar la visión sistémica, en caso se considere conveniente, recomendamos que se pueda incorporar de manera progresiva la elaboración de un Informe Anual de Continuidad del Suministro, que presente indicadores de confiabilidad, causas de interrupciones y recomendaciones técnicas. Además, un Estudio de Restricciones en el sistema de transmisión con horizonte de 12 meses, orientado a identificar enlaces críticos, márgenes de seguridad y medidas preventivas.

De este modo, la modificación del procedimiento no solo reforzaría la seguridad a través de inclusión de estos estudios, sino que también se consolidaría como un marco más transparente, integral y alineado con prácticas internacionales, contribuyendo a un SEIN más seguro, confiable y resiliente.

Opinión del Coes

De acuerdo con la sugerencia:

De hecho, los numerales 6.2.1 y 6.2.2 se indica que los estudios serán publicados hasta el 31 de diciembre y el 30 de junio de cada año, respectivamente.

No obstante, consideramos que como parte de la responsabilidad del COES los numerales 5.1.8 y 5.1.9, debe quedar como "Elaborar y publicar...".

En ese sentido los numerales 5.1.8 y 5.1.9 quedarán de la siguiente forma:

- "5.1.8 Elaborar y publicar el estudio anual que determine la configuración de las subestaciones doble barra del STTN y STTR, de acuerdo con lo establecido en el numeral 6.2.1.
- 5.1.9 Elaborar y publicar el estudio anual que identifique la necesidad abrir anillos en el sistema de transmisión en el SEIN, de acuerdo con lo establecido en el numeral 6.2.2."

Además, consideramos que la propuesta de modificación del PR-08 ya recoge las buenas prácticas no solo del Coordinador Nacional de Chile, si no de otros pares.

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES.

Por lo tanto, corresponde modificar los numerales 5.1.8 y 5.1.9 del proyecto de modificación del PR-08, de acuerdo con la siguiente redacción:

“5.1.8 Elaborar y publicar el estudio anual que determine la configuración de las subestaciones doble barra del STTN y STTR, de acuerdo con lo establecido en el numeral 6.2.1.

5.1.9 Elaborar y publicar el estudio anual que identifique la necesidad abrir anillos en el sistema de transmisión en el SEIN, de acuerdo con lo establecido en el numeral 6.2.2.”

5.2 Comentario 2 de Fenix

Numeral 6.2.2

6.2.2 En un estudio anual del SEIN, se identificará los anillos del sistema de transmisión que limiten el aprovechamiento de la capacidad de las redes de 500 kV o 220 kV, por cuellos de botella en equipos de tensión inferior que no pertenezcan al STTN ni al STTR. Sobre la base de las conclusiones de dicho estudio, se procederá a la apertura de los enlaces identificados, siempre que la nueva configuración permita mantener la estabilidad del sistema y minimizar el impacto de las contingencias preseleccionadas, conforme a lo establecido en el numeral 5.1.3 y cumpliendo con lo dispuesto en el numeral 7.2. El plazo máximo para la publicación del estudio será el 30 de junio de cada año.

Comentario

El estudio anual previsto en el numeral 6.2.2 debería complementarse con criterios técnicos más específicos que respalden la decisión de apertura de anillos en el sistema de transmisión. En línea con buenas prácticas internacionales, la apertura o cierre de anillos solo debería considerarse cuando resulte estrictamente necesario para mantener perfiles de tensión adecuados, reducir sobrecargas o limitar flujos circulantes, asegurando que la maniobra minimice la degradación de los estándares de seguridad y no incremente la demanda interrumpida. Por lo que, incorporar estos criterios en el PR-08 aportaría objetividad, trazabilidad y consistencia técnica a las decisiones del COES.

Opinión del Coes

Estamos de acuerdo con los comentarios. De hecho, tal como se menciona en el numeral 6.2.2 se procederá con la apertura siempre que la nueva configuración permita mantener la estabilidad del sistema y minimizar el impacto de las contingencias.

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES.

Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-08 debido al presente comentario.

6. Comentarios de Orygen Perú S.A.A. (Orygen)

6.1 Comentario 1 de Orygen

Numeral 5.1.2

En referencia al estudio de estabilidad, solicitamos definir cuáles son las contingencias principales y establecer el cronograma de presentación del estudio con participación de los agentes.

Sustento

Para conocer el alcance real del estudio de estabilidad es necesario precisar qué contingencias se considerarán y contar con un cronograma de ejecución.

Opinión del Coes

En desacuerdo con la sugerencia:

El estudio de Estabilidad es un estudio que se elabora cada 4 años de acuerdo con lo indicado en la Norma Técnica para la coordinación de la Operación en Tiempo Real del SEIN (NTCOTR), cuyo alcance no se define en este procedimiento.

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES.

Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-08 debido al presente comentario.

6.2 Comentario 2 de Orygen

Numeral 6.6 b)

Incorporar una excepción expresa para la zona operativa norte en el literal b).

Sustento

Se condiciona la autorización al cumplimiento del punto 7.1 en todos los casos. Sin embargo, en la zona operativa norte, incluso sin exportación de energía, no se cumple con dicho requisito. Resulta necesario incluir la excepción para reflejar las particularidades operativas de esta zona.

Opinión del Coes

En desacuerdo con la sugerencia:

Tal como se menciona en el numeral 6.6 del PR-08, se autorizará la exportación de energía toda vez que se cumplan con los requisitos establecidos en dicho numeral, no siendo posible establecer una exclusión a la zona que actualmente es la única

afectada por las operaciones de transferencias internacionales, ya que el procedimiento perdería sentido.

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES.

Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-08 debido al presente comentario.

6.3 Comentario 3 de Orygen

Numeral 6.10

Mejorar la redacción de "En situación excepcional la operación en estado normal se podrá ejecutar bajo los siguientes lineamientos:" al ser contradictoria

Sustento

Se señala: "En Situación Excepcional se podrá operar en Estado Normal", lo cual no es correcto, ya que una situación excepcional no puede ser equiparada a un estado normal.

Opinión del Coes

De acuerdo con la sugerencia:

Es correcto indicar que la Situación excepcional es diferente al estado normal de operación y debería estar bien diferenciado los criterios y los estados. En ese sentido se propone el siguiente numeral 6.10:

"6.10 En Situación Excepcional se podrá operar ~~en Estado Normal~~ bajo los siguientes criterios:

- a) ...
- b) En escenarios sin contingencia, tensiones en el rango de +/- 7% de la tensión de operación.
- c) En escenarios sin contingencia, Sobrecargas de 20% de la capacidad nominal de las líneas y 5% de la capacidad nominal de los transformadores".

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES. Por lo tanto, corresponde modificar el numeral 6.10 del proyecto de modificación del PR-08 de acuerdo con la siguiente redacción:

"6.10 En Situación Excepcional se podrá operar bajo los siguientes criterios:

- a) ...
- b) En escenarios sin contingencia, tensiones en el rango de +/- 7% de la tensión de operación.

- c) En escenarios sin contingencia, sobrecargas de 20% de la capacidad nominal de las líneas y 5% de la capacidad nominal de los transformadores."

6.4 Comentario 4 de Orygen

Numeral 6.12

Se señala "El COES a su criterio podrá considerar otros equipos". Solicitamos que mediante un informe o nota técnica se especifique cual sería el criterio del COES, además los agentes deberían poder emitir comentarios.

Sustento

Para dar mayor claridad al procedimiento, el COES deberá explicitar cual es el criterio para considerar otros equipos.

Opinión del Coes

De acuerdo con la sugerencia:

Tomando de referencia la observación (5) hecha por la empresa ENGIE, el numeral 6.12 se ha introducido en los numerales 5.1.3 y 5.1.4. En ese sentido el numeral 5.1.3 quedaría tal como está indicado en la opinión al Comentario 3 de Engie.

Sin embargo, se indica que la elección de nuevos enlaces contingentes guardará concordancia con los criterios establecidos de tasa de fallas y/o severidad de estas.

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis del Comentario 3 de Engie.

6.5 Comentario 5 de Orygen

Numeral 7.2.4

Solicitamos que, para efectos de cumplir con el Análisis de Estabilidad y no presentar sobrecargas se realice un análisis técnico-económico de las unidades caras a arrancar.

Sustento

Para demostrar que el arranque de una unidad es más eficiente y económico se requiere un análisis técnico económico.

Opinión del Coes

En desacuerdo con la sugerencia:

El numeral 7.2.4 está dentro del marco de los criterios para contingencias, y en este escenario el sistema debe estar preparado para poder operar con sobrecargas dado que NO son situaciones de operación normal correspondiente a un régimen post contingencia el cual es de naturaleza temporal. La operación económica se sustenta con el modelo de optimización como se hacen todas las evaluaciones que involucran el costo de operación. No es necesario hacer una especificación al respecto.

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES.

Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-08 debido al presente comentario.

6.6 Comentario 6 de Orygen

Numeral 8.2

Se señala: "Los Agentes pueden solicitar al COES que una o más **Unidades de Generación Térmica en Operación Comercial...**" En ese sentido, solicitamos se sustente la razón por la cual únicamente se consideran las Unidades de Generación Térmica. Asimismo, proponemos que se realice un análisis de costo de oportunidad que evalúe la posibilidad de incorporar también centrales hidroeléctricas o RER.

Sustento

Se debería realizar un análisis de costo de oportunidad que permita evaluar la posibilidad de incorporar centrales distintas a las de generación térmica, en la medida que corresponde optar por la alternativa más económica y eficiente para el sistema.

Opinión del Coes

En desacuerdo con la sugerencia:

La precisión respecto a las Unidades de Generación Térmica busca evitar distorsiones en el mercado eléctrico y asegurar la coherencia operativa, dado que las unidades hidroeléctricas y RER ya forman parte del despacho base a mínimo costo. En consecuencia, solo las unidades térmicas podrán ser incorporadas al despacho por seguridad, asumiendo el agente solicitante los sobrecostos asociados.

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES.

Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-08 debido al presente comentario.

7. Comentarios de Inland Energy S.A.C. (Inland)

7.1 Comentario 1 de Inland

Numeral 5.1

Sugerencia: Adicionar un ítem, donde se establezca que: El COES debe realizar anualmente campañas de recopilación de información, para así solicitar a los agentes del SEIN que remitan la información de resistencia, reactiva, susceptancia y la capacidad de sus equipos del Sistema de Transmisión.

Sustento

En la propuesta actual, no se exige al COES que disponga o conozca la información actualizada de resistencia, reactancia, susceptancia y la capacidad de sus equipos del Sistema de Transmisión.

Opinión del Coes

En desacuerdo con la sugerencia:

Los parámetros de las líneas son establecidos en las fichas técnicas de cada línea, la misma que está dentro del marco del Procedimiento Técnico del COES N° 20. Así mismo la modificación de las fichas o parámetros están dentro del marco del PR-20.

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES.

Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-08 debido al presente comentario.

7.2 Comentario 2 de Inland

Numeral 5.1.4

Sugerencia: Modificar el numeral de la siguiente manera: Definir en el Programa Semanal de Intervención, los límites de transmisión o Regiones de Seguridad de los principales enlaces del SEIN conforme a lo establecido en el presente procedimiento, considerando la información aprobada en la Programa Semanal de Intervenciones y de Operación.

Sustento

En la propuesta actual, no se exige textualmente que los estudios se realicen con información reciente. Por transparencia, y en busca de que estos límites puedan ser aplicables en la programación diaria, se deberían de realizar con la información aprobada en la Programa Semanal de Intervenciones y de Operación.

Opinión del Coes

En desacuerdo con la sugerencia:

Ver opinión al Comentario 5 de Engie.

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis al Comentario 5 de Engie

Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-08 debido al presente comentario.

7.3 Comentario 3 de Inland

Numeral 5.2

Sugerencia: Adicionar un ítem, donde se establezca que: Cumplir con las campañas de información realizadas por el COES, remitiendo la información de resistencia, reactancia, susceptancia y la capacidad de sus equipos del Sistema de Transmisión.

Sustento

En la propuesta actual, no existe exigencia para que el agente cumpla con informar sobre sus equipos eléctricos. Ni tampoco se especifica si semestral o anualmente, el agente debería remitir su información.

Opinión del Coes

En desacuerdo con la sugerencia:

Ver opinión al Comentario 1 de Inland.

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES.

Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-08 debido al presente comentario.

7.4 Comentario 4 de Inland

Numeral 5.2

Sugerencia: Adicionar un ítem, donde se establezca que: Observar y sugerir modificaciones dentro los primeros de 30 días calendarios de haberse publicado los estudios o decisiones relacionadas a los numerales 5.2.1, 5.1.3, 5.1.5, 5.1.8, 5.1.9, 6.2.1, 6.2.2 y 6.12.

Sustento

Las publicaciones del COES relacionadas a estos numerales mayormente no son abiertos a recibir observaciones, en ese sentido por transparencia, se exige un plazo razonable para que los agentes remitan sus observaciones y sugerencias.

Opinión del Coes

De acuerdo parcialmente con la sugerencia:

Respecto al numeral 5.1.2 tal como se indica será determinado a través del Estudio de Estabilidad.

Respecto al numeral 5.1.3 ver opinión al Comentario 3 de Engie.

Respecto al 5.1.8 y 5.1.9 Estudios que están relacionados con lo indicado en los numerales 6.2.1 y 6.2.2 (ver opinión a los Comentarios 8 y 9 de Engie).

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES. Ver análisis a los Comentarios 3, 8 y 9 de Engie.

7.5 Comentario 5 de Inland

Numeral 6.2.3

Sugerencia: Modificar el numeral aclarando técnicamente a que se refiere cuando se menciona “minimizar el impacto de las contingencias”.

Sustento

El termino minimice el impacto de las Contingencias, es un concepto amplio y no específico, es decir, no es claro técnicamente. Para evitar tecnicismos, se debe esclarecer mediante una definición que se debe minimizar.

Opinión del Coes

En desacuerdo con la sugerencia:

En el contexto del numeral 6.2.3, “minimizar el impacto” se entiende como la condición en la que una modificación de la topología de la red solo será aceptable si los resultados del escenario con el cambio topológico presentan menores niveles de sobrecarga, mejores perfiles de tensión y condiciones de estabilidad iguales o superiores respecto al escenario de operación normal. Estas condiciones son de entendimiento común por lo que no es necesario hacer alguna precisión al respecto.

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES.

Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-08, debido al presente comentario.

8. Comentarios de Celepsa

8.1 Comentario 1 de Celepsa

Numeral 1

1.OBJETIVO

Definir los criterios de Seguridad a ser utilizados en la programación y reprogramación de la operación del SEIN con la finalidad de que el Sistema Troncal Nacional (STTN) y el Sistema Troncal Regional (STTR) operen en Estado Normal frente a las variaciones cotidianas de la demanda y la generación, o transitoriamente con sobrecargas ante un grupo determinado de Contingencias en equipos del Sistema de Transmisión Troncal Nacional (STTN), del Sistema Troncal Regional (STTR) u otro equipo que el COES considere necesario y que puedan comprometer el funcionamiento del SEIN en condiciones definidas en este procedimiento.

Sustento

El texto propuesto sustituye la finalidad de "garantizar la continuidad del suministro" por "operar en Estado Normal".

Cabe precisar que Estado Normal es una condición operativa (balance de potencias, sin sobrecargas y dentro de límites de tensión y frecuencia), mientras que la continuidad del suministro es un objetivo en sí mismo de la seguridad del sistema. Por tanto, no son conceptos equivalentes: el sistema puede salir del Estado Normal y, aun así, COES debería mantener la continuidad del suministro. Sugerimos mantener la referencia expresa a la continuidad del suministro como finalidad del procedimiento, para no debilitar el estándar de seguridad exigido al COES en la operación del SEIN conforme al art. 92 RLCE "El Coordinador, en resguardo de la calidad y seguridad del sistema eléctrico supervisará y controlará el suministro de electricidad."

Opinión del Coes

En desacuerdo con la sugerencia:

El objetivo no se limita únicamente a considerar la operación en estado normal como criterio de seguridad, sino que, tal como se indica, también contempla que el sistema pueda operar transitoriamente con sobrecargas ante un conjunto determinado de contingencias en equipos del STTN. Dicha condición de operación se encuentra intrínsecamente relacionada con la preservación de la continuidad del suministro eléctrico.

Cabe señalar que, de acuerdo con el Glosario de Abreviaturas y Definiciones del COES:

Seguridad: Se refiere a la capacidad del SEIN de garantizar el suministro de energía eléctrica a los Usuarios del SEIN.

Por tanto, al hacer referencia a la Seguridad, se están considerando de manera implícita los criterios y acciones necesarias para garantizar la continuidad del suministro de energía eléctrica.

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES.

Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-08 debido al presente comentario.

8.2 Comentario 2 de Celepsa

Ítem i) del numeral 7.6.5 del PR-09

"7.6.5 (...)

i. La frecuencia momentáneamente es menor a 59,2 Hz o mayor a 61 Hz (...).

Sustento

El incremento del umbral de frecuencia momentánea de 59,1 Hz a 59,2 Hz hace más exigente el rechazo de carga afectando potencialmente a la demanda. El COES debería sustentar con un estudio que el valor de 59.2 Hz significa un menor riesgo para el SEIN que mantener 59.1 hHz.

Opinión del Coes

En desacuerdo con la sugerencia:

Es importante indicar que únicamente se está actualizando el valor de 59,1 Hz la cual está indicado en el PR-09 vigente a 59.5 Hz, esto debido a que este último valor es superior al umbral de frecuencia para el cual está definido el rechazo de carga automático.

El valor de 59,2 Hz es el que está definido en el Estudio de Rechazo de Carga y generación que se publica anualmente.

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES.

Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-08 debido al presente comentario.

9. Comentarios de Infraestructura y Energía del Perú S.A.C. (IEP)

9.1 Comentario 1 de IEP

Numeral 7.5

Se recomienda que se aclare el criterio que empleará COES para definir qué centrales en servicio serán las escogidas para incorporar perfiles de generación. Esto ayudaría a transparentar las decisiones del COES y preservar la predictibilidad del rol de las centrales de reserva.

Opinión del Coes

En desacuerdo con la sugerencia:

Respecto a los perfiles de centrales en servicio, deberán ser aquellas a las que se puede controlar su energía, en ese caso serían las de generación convencional. Se entiende como centrales en servicio a aquellas que sin ninguna restricción por seguridad sean despachadas de acuerdo con el modelo de optimización.

Análisis

De acuerdo con la opinión del COES.

Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-08 debido al presente comentario.

10. Comentario del Coes

10.1 Comentario 1 del Coes

Numeral 1

En la propuesta de modificación del Procedimiento que presentamos, limitamos que el objetivo de la norma se centre en el análisis de contingencias del Sistema Troncal Nacional (STTN). Esto se sustenta en que, este conjunto es el más relevante del sistema de transmisión por actuar como “columna vertebral de todo el SEIN” al unir los nodos de generación con los nodos de demanda. Además, estas líneas tienen como características transmitir flujos mucho más altos que los circuitos de 220 kV, por lo que su desconexión intempestiva produce el mayor estrés al que el SEIN podría ser sometido. Por último, pero no menos importante, las líneas del STTN provienen exclusivamente del Plan de Transmisión elaborado por el COES, por lo que sus criterios de diseño tienen una mirada integral del sistema, a diferencia de los equipos que no pertenecen al STTN, los cuales se definen también en procesos ajenos del COES como el Plan de Inversiones o iniciativas privadas sin tener en cuenta los criterios de Seguridad Operativa del SEIN.

Análisis

En desacuerdo con la sugerencia.

Por lo tanto, no corresponde modificar el proyecto de modificación del PR-08 debido al presente comentario.

Esta es una copia auténtica imprimible de un documento electrónico archivado por Osinergrmin, aplicando lo dispuesto por el Art. 25 de D.S. 070-2013-PCM y la Tercera Disposición Complementaria Final del D.S. 026-2016-PCM. Su autenticidad e integridad pueden ser contrastadas a través de la dirección web <https://verifica.osinergrmin.gob.pe/visor-docs/> ingresando el código **YX3K06cy9E**.
No aplica a notificaciones electrónicas.

Anexo 2

COES	PROCEDIMIENTO TÉCNICO DEL COMITÉ DE OPERACIÓN ECONÓMICA DEL SEIN	PR-08
CRITERIOS DE SEGURIDAD OPERATIVA DE CORTO PLAZO PARA EL SEIN		
Aprobado mediante Resolución N° ...-2026-OS/CD, publicada el ... de febrero de 2026.		

1. Objetivo

Definir los criterios de Seguridad a ser utilizados en la programación y reprogramación de la operación del SEIN con la finalidad de que el Sistema Troncal Nacional (STTN) y el Sistema Troncal Regional (STTR) operen en Estado Normal frente a las variaciones cotidianas de la demanda y la generación, o transitoriamente con sobrecargas ante un grupo determinado de Contingencias en equipos del Sistema de Transmisión Troncal Nacional (STTN), del Sistema Troncal Regional (STTR) u otro equipo que el COES considere necesario y que puedan comprometer el funcionamiento del SEIN en condiciones definidas en este procedimiento.

2. Alcance

Están comprendidos dentro del alcance del presente Procedimiento, los procesos de elaboración de los Programas Anual, Mensual, Semanal y Diario de Intervenciones, los Programas Semanal y Diario de Operación, la Reprogramación de la Operación Diaria, así como estudios operativos de periodicidad anual.

3. Base legal

El presente Procedimiento Técnico se rige por las siguientes disposiciones legales y sus respectivas normas concordantes, modificatorias y sustitutorias.

- 3.1 Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas (LCE).
- 3.2 Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica.
- 3.3 Decreto Supremo N° 009-93-EM, Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas (RLCE).
- 3.4 Decreto Supremo N° 027-2007-EM, Reglamento de Transmisión.
- 3.5 Decreto Supremo N° 027-2008-EM, Reglamento del Comité de Operación Económica del Sistema (Reglamento COES).
- 3.6 Decreto Supremo N° 020-97-EM, Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE).
- 3.7 Resolución Ministerial N° 111-2011-MEM-DM, Normas Complementarias sobre Reserva Fría de Potencia.

- 3.8 Resolución Directoral N° 014-2005-EM/DGE, Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados (NTCOTRSI).
- 3.9 Decreto Supremo N° 026-2016-EM, Reglamento del Mercado Mayorista de Electricidad (Reglamento del MME).

4. Abreviaturas y definiciones

Para la aplicación del presente Procedimiento, los términos en singular o plural que se inicien con mayúscula se encuentran definidos 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 que lo sustituya; así como en la normativa citada en la Base Legal.

En todos los casos, cuando se citen procedimientos técnicos o cualquier otro dispositivo legal en el presente Procedimiento, se entenderá que incluyen sus normas modificatorias y sustitutorias

5. Responsabilidades

5.1 Del COES

- 5.1.1 Disponer la configuración del SEIN que resulte de aplicar los criterios de seguridad operativa establecidos en el presente Procedimiento.
- 5.1.2 Establecer las condiciones o características que tiene que cumplir una o varias líneas de transmisión para que sean calificadas como Principales Enlaces del SEIN, a través del estudio de Estabilidad del SEIN al que se refiere el numeral 7.4 de la Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados.
- 5.1.3 Definir y publicar en la web del COES el listado de Contingencias de equipos que, adicionalmente a las del STTN, se consideren para la aplicación de los numerales 6.1, 6.2, 6.4 y 6.6. La lista de equipos y contingencias se determinará tomando en cuenta su Tasa de Ocurrencia de Falla, (para periodos de Avenidas y Estiaje), y/o la severidad de las fallas en los mismos.

En caso de que un agente considere que un equipo del STTR deba incorporarse en dicho listado, deberá remitir el sustento correspondiente mediante carta, a fin de que sea evaluado por el COES.

La actualización del listado de contingencias tendrá en cuenta el ingreso o retiro de instalaciones, los nuevos equipos indicados a solicitud de los agentes y los equipos adicionales a criterio del COES, y será oportunamente publicada en la página web institucional.
- 5.1.4 Definir y publicar en el Programa Semanal de Intervenciones y actualizar en el Programa Diario de Intervenciones en caso cambie la topología de los Principales Enlaces, los límites de transmisión o Regiones de Seguridad de

los Principales Enlaces del SEIN conforme a lo establecido en el presente procedimiento.

Dichos límites de transmisión o Regiones de Seguridad se obtendrán en base a la lista de contingencias la cual toma en cuenta su Tasa de Ocurrencia de Falla (para Periodos de Avenidas y Estiaje), y/o la severidad de las fallas en los mismos.

- 5.1.5 Definir la configuración de las subestaciones doble barra del STTN y STTR conforme a lo establecido en el presente procedimiento.
- 5.1.6 Realizar en la programación diaria y reprogramación los análisis de flujo de carga (sin o con contingencia simple), de acuerdo con los criterios establecidos en el numeral 7.1 para los análisis de contingencias, por lo menos para una hora representativa en cada periodo de la mínima, media y máxima demanda. Para la programación semanal, los análisis de flujo de carga (sin o con contingencia simple), de acuerdo con los criterios establecidos en el numeral 7.1 para los análisis de contingencias, se realizarán por lo menos para el periodo representativo de la media demanda; y en periodos de mínima y máxima demanda cuando corresponda.
- 5.1.7 Mantener actualizado en el Portal de Internet del COES los valores de Tensión de Operación de las Barras de los Sistemas de Transmisión del SEIN; así como la capacidad, sobrecarga admisible y cualquier otro tipo de restricción asociada a los equipos de transmisión.
- 5.1.8 Elaborar y publicar el estudio anual que determine la configuración de las subestaciones doble barra del STTN y STTR, de acuerdo con lo establecido en el numeral 6.2.1.
- 5.1.9 Elaborar y publicar el estudio anual que identifique la necesidad abrir anillos en el sistema de transmisión en el SEIN, de acuerdo con lo establecido en el numeral 6.2.2.
- 5.1.10 Mantener actualizados en el Portal de Internet del COES los tipos y las Tasas de Ocurrencia de Fallas de los equipos de generación y transmisión del SEIN, comprendidos en el numeral 5.1.3 del presente Procedimiento.
- 5.1.11 En los casos en que, como parte de la ejecución de un proyecto de integración, modificación o retiro de instalaciones eléctricas, así como de Mantenimientos Preventivos o Correctivos, sea necesario deshabilitar temporalmente el sistema diferencial de barras, el agente deberá proponer configuraciones operativas alternativas que minimicen el impacto ante una eventual falla en las barras de la subestación.

El requerimiento de deshabilitación deberá incluirse en el Programa Anual y/o Mensual de Mantenimiento, elaborado por el COES, indicando la duración prevista y las medidas operativas a implementar.

Para el caso de instalaciones nuevas que requieran la deshabilitación del diferencial de una subestación, la maniobra solo podrá ejecutarse una vez obtenida la autorización de conexión para Pruebas de Puesta en Servicio, y podrá mantenerse deshabilitada únicamente durante el plazo máximo que los procedimientos correspondientes establecen para la ejecución de dichas pruebas.

Cuando la indisponibilidad del sistema diferencial de barras se produzca de manera imprevista –por mantenimiento correctivo, desconfiguración o falla en tiempo real–, el agente dispondrá de un plazo máximo de quince (15) días calendario para presentar al COES la propuesta de configuración operativa alternativa correspondiente.

En todos los casos, el agente deberá remitir al COES un informe técnico que detalle los cambios y ajustes de las protecciones aplicables durante la indisponibilidad del diferencial de barras.

5.2 De los Agentes del SEIN

Informar al COES, a través de la extranet o medios que se establezcan, cualquier cambio temporal en la capacidad de sus equipos del Sistema de Transmisión, como transformadores de potencia, autotransformadores, líneas del Sistema de Transmisión y otros, para el Estado Normal de Operación y para el Estado de Emergencia de Operación, para diferentes tiempos de permanencia (30 minutos, 2 horas y 4 horas).

6. Criterios de seguridad operativa

- 6.1 Establecer y aplicar límites de transmisión o Regiones de Seguridad en los principales enlaces del SEIN, para lo cual, mediante Análisis de Contingencia, se determinará el límite o Región de Seguridad, en donde la operación del sistema se mantenga estable ante Contingencias definidas conforme a lo indicado en los numerales 5.1.3 y cumpliendo lo establecido en los numerales 7.1 y 7.2.
 - 6.1.1 En Situación Excepcional, los límites de transmisión pueden superarse, siempre y cuando como resultado de los análisis de Contingencia (estado post-contingencia) no se pierda la estabilidad del sistema o de parte de éste, ni se produzcan restricciones de suministro por actuación del ERACMF y se cumpla con lo indicado en el numeral 6.10.
- 6.2 En el caso de las redes pertenecientes a los STTN y STTR:
 - 6.2.1 Para las subestaciones de doble barra, mediante análisis de contingencia, que considere, como mínimo, la falla en barra, se determinará la configuración que permita mantener la estabilidad del sistema y/o minimizar el impacto de las contingencias del STTN, así como las definidas según el numeral 5.1.3, cumpliendo con lo establecido en el numeral 7.2. Dichos análisis, deberán de realizarse con la red completa (sin

mantenimientos), sin posibilidad de actualización por la indisponibilidad de algún elemento del SEIN, salvo lo establecido en el numeral 5.1.11.

Deberán evaluarse, como alternativa las configuraciones de subestaciones de doble barra que hayan sido validadas en los Estudios de Operatividad, así como aquellas analizadas como medidas operativas en el Plan Operativo de Largo Plazo.

Este estudio se realizará anualmente siendo el plazo máximo de publicación el 31 diciembre de cada año. Previamente, el COES definirá los plazos y etapas de revisión a fin de que los agentes puedan formular sus observaciones y comentarios.

- 6.2.2 En un estudio anual del SEIN, se identificará los anillos del sistema de transmisión que restrinjan la utilización plena de la capacidad de las redes de 500 kV o 220 kV, por cuellos de botella en equipos de tensión inferior que no pertenezcan al STTN ni al STTR. Sobre la base de las conclusiones de dicho estudio, se podrá ejecutar la apertura de los enlaces identificados, siempre que la nueva configuración permita mantener la estabilidad del sistema y minimizar el impacto de las contingencias preseleccionadas, conforme a lo establecido en el numeral 5.1.3 y cumpliendo con lo dispuesto en el numeral 7.2. Este Estudio, deberá considerar como una opción la apertura de anillos que hayan sido validados en un Estudio de Operatividad y las propuestas como medida operativa en el Plan Operativo de Largo Plazo que elabora el COES. El plazo máximo para la publicación del estudio será el 30 de junio de cada año. Previamente el COES definirá los plazos y etapas de revisión para que los agentes puedan presentar sus observaciones y comentarios.
- 6.2.3 En procura de minimizar el costo total de operación del sistema no se deberá cambiar la topología de la red de 500 kV o 220 kV salvo que la nueva configuración permita mantener la estabilidad del sistema y minimice el impacto de las Contingencias del STTN y las preseleccionadas conforme al numeral 5.1.3, cumpliendo lo establecido en el numeral 7.2 y que las mismas contingencias no provoquen interrupción de suministros.
- 6.3 Para el resto del sistema que no pertenece a los STTN o STTR mayor a 100 kV, sólo se aplicarán análisis de flujo de carga (sin contingencia) para verificar que el sistema opere en Estado Normal.
- 6.4 Se aprobará la intervención (con indisponibilidad) de instalaciones de transmisión de la red de 500 kV pertenecientes al STTN, siempre que, particularmente por la intervención, no se deteriore la seguridad del sistema de acuerdo con las siguientes exigencias:
 - 6.4.1 En los análisis de flujo de carga (sin contingencia) se determine que se podrá operar en Estado Normal.

- 6.4.2 En los análisis de flujo de carga (con contingencia simple) conforme a lo indicado en los numerales 5.1.3, se cumpla con lo establecido en el numeral 7.1.
- 6.4.3 Excepcionalmente, en caso se identifique que en el sistema no existen condiciones en ningún periodo del año que permitan cumplir con las exigencias del numeral 6.4.2, se evaluará la programación de la actividad en el periodo en el que las contingencias preseleccionadas conforme al numeral 5.1.3, tengan menor impacto en el SEIN.
- 6.5 No se autorizará la energización de transformadores de potencia de 500 kV o 220 kV sin mando sincronizado, siempre que dicho equipamiento haya sido requerido en los Estudios de Pre-Operatividad u Operatividad correspondientes. Se cancelarán las pruebas de energización de dichos transformadores cuando se produzca restricción o se evidencie un alto riesgo de que ello suceda. Las pruebas deberán ser incluidas en el Programa Semanal de Intervenciones luego de la conformidad por parte del COES a la documentación y/o estudios eléctricos entregados por el titular que sustenten que la energización no provocará restricción de suministros.
- 6.6 Para la autorización de exportación de energía, se verificará que, particularmente por la exportación no se deteriora la seguridad del sistema, teniendo en cuenta los límites máximos de transferencia de potencia establecidos en el Estudio de Transferencia de Potencia entre Perú-Ecuador.
- 6.6.1 Con los análisis de flujo de carga (sin contingencia), que el SEIN podrá operar en Estado Normal.
- 6.6.2 Con los análisis de flujo de carga ante las Contingencias definidas en el numeral 5.1.3 (con contingencia simple), que la red de transmisión de 500 kV y 220 kV del STTN y STTR opere conforme al numeral 7.1.
- En caso no se cumpla con las exigencias anteriores, no se autorizará la exportación de energía.
- 6.7 No se programarán mantenimientos de Unidades de Generación que conlleven la disminución de la Reserva Fría de potencia a valores menores al 10% de la demanda de potencia activa del total del SEIN que se pronostica en el horizonte de programación o sistemas aislados temporales.
- Excepcionalmente, se permitirá programar mantenimientos que conlleven a disminuir la Reserva Fría de potencia por debajo del porcentaje mencionado, aun cuando no se cuente con Unidades de Generación disponibles, cuando por la naturaleza del trabajo de mantenimiento de la unidad, su ejecución sea inevitable e impostergradable. En este último caso, los Generadores Integrantes involucrados, sustentarán técnicamente la necesidad de la programación de sus mantenimientos en las fechas solicitadas.

- 6.8 La asignación de la magnitud de Reserva Rotante para la Regulación Primaria de Frecuencia (RPF) y la Regulación Secundaria de Frecuencia (RSF), se realizará de acuerdo con lo establecido en sus respectivos Procedimientos Técnicos.
- 6.9 Si en la aplicación del presente Procedimiento el COES identifica la necesidad de implementar esquemas especiales de Rechazo Automático de Carga o Generación (RACG) para mitigar efectos en los STTN y STTR por contingencias en el STTN para la aplicación del numeral 7.1, éstos serán definidos en el ámbito del Estudio de Estabilidad previsto en la NTCOTRSI. La implementación de los esquemas será responsabilidad de los agentes titulares de los equipos que forman parte de este, debiendo comunicar al COES y Osinergrmin los avances o retrasos que se presenten.
- 6.10 En Situación Excepcional se podrá operar bajo los siguientes criterios:
- 6.10.1 Superando los límites de transmisión o Regiones de Seguridad de tal manera que, ante alguna contingencia pre establecida, no se presenten huecos de tensión con valores menores a 0,85 p.u. por 700 milisegundos y que post contingencia el sistema resulte con tensiones mayores o iguales a 0,9 p.u. de la tensión de operación, así como sobrecargas de hasta 35% de la capacidad nominal de las líneas y 5% de la capacidad nominal de los transformadores, en caso no existan capacidades superiores declaradas por los propietarios de los equipos.
 - 6.10.2 En escenarios sin contingencia, tensiones en el rango de $\pm 7\%$ de la tensión de operación.
 - 6.10.3 En escenarios sin contingencia, sobrecargas de 20% de la capacidad nominal de las líneas y 5% de la capacidad nominal de los transformadores.
- 6.11 Las Unidades de Generación que resulten convocadas a operar como resultado de la aplicación de los numerales 8 y 9, no serán consideradas para la determinación del Costo Marginal de Corto Plazo del SEIN.

7. Criterios para la simulación de contingencias

- 7.1 Análisis de Contingencia simple: ante la desconexión sin falla de un elemento de la red de transmisión (N-1), en los análisis de flujo de carga se debe cumplir:
- 7.1.1 Las tensiones de las barras de la red de transmisión de los STTN y STTR deben permanecer en los siguientes rangos:
 - $+7,5\% / -10\%$ para las Barras con tensiones menores o iguales a 500 kV y mayores a 200 kV.
 - $+10\% / -10\%$ para las Barras con tensiones menores o iguales a 200kV y mayores a 100 kV.

- 7.1.2 No deben presentarse sobrecargas mayores al 20% en equipos del STTN y STTR.
- 7.2 Análisis dinámico de Contingencias: ante la salida de servicio de un elemento por falla o ante la pérdida intempestiva de un elemento, en los análisis de estabilidad se deben cumplir:
- 7.2.1 El SEIN deberá permanecer estable, incluyendo la simulación de estabilidad transitoria. Las oscilaciones que se presenten deben amortiguarse.
- 7.2.2 No deberá presentarse la actuación del ERACMF o el ERACMT.
- 7.2.3 En las barras del sistema de transmisión adyacentes a la falla simulada, la tensión no debe de estar por debajo de 0,8 p.u. durante más de 1 segundo.
- 7.2.4 No deberá presentarse sobrecargas mayores a 20% en equipos del STTN o STTR luego de que la simulación alcance un nuevo punto de operación estable.
- 7.3 Para las simulaciones, la capacidad de los equipos de transmisión corresponderá al valor declarado por la empresa a través de la extranet del COES. En Situación Excepcional se considerará las tolerancias indicadas en el numeral 6.10
- 7.4 Para las simulaciones eléctricas en un régimen de operación de Estado Normal, en las Unidades de Generación se deberán considerar los márgenes de reserva asignados para el control de la frecuencia.
- 7.5 Si en las simulaciones no se cumple con los requerimientos establecidos en el numeral 7.1, se debe evaluar modificar el Despacho Económico incorporando perfiles de generación para las centrales en servicio o poniendo en servicio unidades de generación por Seguridad, de acuerdo con la metodología establecida en el numeral 8.

8. Modificación del despacho económico por seguridad ante contingencias de transmisión

Para la modificación del Despacho Económico incorporando perfiles de generación para las centrales en servicio o poniendo en servicio unidades de generación por Seguridad ante posibles Contingencias en el STTN, el COES considerará lo siguiente:

8.1 Metodología

En el Programa Semanal y Diario de la Operación del SEIN, el COES tendrá en cuenta la siguiente metodología basada en el modelo lógico para la toma de decisiones denominado árbol de decisiones:

a) Selección de Alternativas

Para cada contingencia que sea tratada de acuerdo con el numeral 7.5, se efectuarán los análisis eléctricos ante la desconexión definitiva del equipo que no cumpla con las tolerancias establecidas en el numeral 7.1 y se plantearán

alternativas modificando el Despacho Económico incorporando perfiles de generación para las centrales en servicio o poniendo en servicio Unidades de Generación Térmica fuera del Despacho Económico, a fin de atenuar las consecuencias de interrupción del suministro, ante la ocurrencia de la Contingencia analizada.

b) Energía no Servida (ENS)

- En el escenario inicial, en el cual no se ha modificado el Despacho Económico por Seguridad, mediante el análisis eléctrico se estima la potencia interrumpida en el caso de ocurrencia de la Contingencia bajo análisis.
- En cada escenario de las alternativas evaluadas, en las cuales se ha modificado el Despacho Económico por Seguridad, mediante el análisis eléctrico se estima la potencia interrumpida en caso de ocurrencia de la Contingencia bajo análisis.
- Para la estimación de la ENS se considera un tiempo de reposición igual al promedio de los Tiempos de Reposición de Eventos de desconexión del mismo equipo analizado, utilizando estadísticas de los últimos 10 años. En caso de no contar con información estadística, se utilizará una (1) hora como Tiempo de Reposición.
- Para cada escenario, la ENS es el producto de la potencia activa interrumpida por el Tiempo de Reposición.

c) Valorización de los escenarios

- Se valorizará el costo previsto para el escenario inicial y para el escenario de cada alternativa analizada.
- El costo previsto de cada escenario se hallará sumando el costo de operación más el producto de la Tasa de Ocurrencia de Falla por la ENS correspondiente y por el costo unitario de la ENS.
- $\text{Costo Previsto} = \text{Costo de Operación del SEIN} + \text{Tasa de Ocurrencia de Falla} \times \text{ENS} \times \text{Costo Unitario de ENS}$.
- Se considerará el valor del costo unitario de la ENS utilizado en la elaboración del último Plan de Transmisión del SEIN.

d) Toma de decisión

- Se optará por la modificación del Despacho Económico por Seguridad ante Contingencias de equipos del STTN, siempre que el costo previsto del escenario de la alternativa seleccionada sea menor al 90 % del costo esperado del escenario inicial. En el caso que, existan dos o más escenarios con costos esperados menores al 90%, se tomará como escenario alternativo el de menor costo.

- En los respectivos programas de Corto Plazo se informará respecto a la modificación del Despacho Económico por Seguridad ante Contingencias de transmisión.

8.2 Programación de Unidades por Seguridad a solicitud de un Agente

- Los Agentes pueden solicitar al COES que una o más Unidades de Generación Térmica en Operación Comercial entren al despacho por Operación por Seguridad ante Contingencias de transmisión solo en caso de que el mantenimiento del Sistema de Transmisión afecte la Seguridad de su Área Operativa. Para ello, deberán contar con la aprobación de su Generador suministrador y de los titulares de las Unidades de Generación a operar.
- La solicitud se realizará mediante un correo electrónico al COES (seguridadspr@coes.org.pe) y deberá incluir las fechas y períodos de operación de las Unidades de Generación solicitadas. La solicitud deberá ser presentada antes del vencimiento del plazo de entrega de información para el Programa Semanal de Operación, de acuerdo con el Procedimiento Técnico referido a la Programación de la Operación de Corto Plazo.
- La solicitud deberá ser confirmada por su Generador suministrador y los titulares de las Unidades de Generación que operarán por Seguridad, mediante cartas dirigidas a la Dirección Ejecutiva dentro del plazo de entrega de información para el Programa Diario de Operación.
- El COES atenderá la solicitud siempre y cuando se haya cumplido lo señalado en los numerales anteriores. El COES podrá rechazar o cancelar la operación de las Unidades de Generación por Seguridad debido a necesidades del despacho u operación del SEIN.
- Los sobrecostos definidos en el numeral 8.3 a) serán asumidos por el Agente solicitante, a través de su Generador suministrador en las transferencias de energía activa mensual. El Generador suministrador que apruebe la solicitud será el responsable en las transferencias de energía activa mensual, por la asignación de la compensación señalada en el numeral 8.3 a).

8.3 Compensación Económica

- La compensación de la operación de Unidades de Generación Térmica por Seguridad será determinada conforme al numeral 7 del Procedimiento Técnico del COES N° 33 "Compensaciones de Costos Operativos Adicionales de las Unidades de Generación Térmica" (PR-33) o aquel que lo reemplace o sustituya en este aspecto.
- Los Participantes pagarán las compensaciones resultantes del literal a) de este, conforme al numeral 7 del PR-33, siempre que las compensaciones no hayan sido producto de la aplicación del numeral 8.2.
- Las compensaciones por Seguridad formarán parte de la LSCIO, elaborado en cumplimiento del Procedimiento Técnico del COES N° 10 "Liquidación de

Valorización de las Transferencias de Energía Activa y de la Valorización de Servicios Complementarios e Inflexibilidades Operativas”, o aquel que lo reemplace o modifique.

9. Programación y compensación por seguridad de Unidades de Generación de Reserva Fría a las que se refiere el PR-42

9.1 Consideraciones

- 9.1.1 Será aplicable a las Centrales de Reserva Fría de Generación a las que se refiere el Procedimiento Técnico del COES N° 42 “Régimen Aplicable a las Centrales de Reserva Fría de Generación” (PR-42).
- 9.1.2 El régimen aplicable a las compensaciones que resulten de la operación de las Centrales de Reserva Fría señaladas en el numeral precedente, así como todo otro aspecto no regulado para la operación de estas centrales en el presente Procedimiento, deberá sujetarse a lo dispuesto en el PR-42.

9.2 Programación

El COES deberá ordenar la operación de las Centrales de Reserva Fría de Generación, a las que se refiere el PR-42, por razones de Seguridad, a fin de garantizar el suministro de energía eléctrica a los Usuarios del SEIN.