



PERÚ

Presidencia
del Consejo de Ministros

Organismo Supervisor de la Inversión
en Energía y Minería - Osinergmin



“Decenio de la Igualdad de Oportunidades para mujeres y hombres”
“Año del Diálogo y la Reconciliación Nacional”

MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS

OFICINA DE ADMINISTRACIÓN DOCUMENTARIA Y ARCHIVO CENTRAL

RECIBIDO

12/10/2018

N° Registro : 2862863

Caja : 55ALAS

Hora : 16:40

La recepción del documento no es señal de conformidad

Lima, 12 de octubre de 2018

OFICIO N° 0794-2018-GRT

Señor

Eduardo Alfredo Guevara Dodds

Viceministro de Electricidad (e)

Ministerio de Energía y Minas

Av. Las Artes Sur N° 260

San Borja.-

Asunto : Opinión de Osinergmin respecto de la Propuesta Definitiva de la Actualización del Plan de Transmisión 2019-2028

Referencia : 1) Comunicación COES/D-1690-2018 recibida el 13/09/2018
2) D-0164-2018

De mi consideración:

Por encargo del Consejo Directivo de Osinergmin en la sesión N° 18-2014 de fecha 26 de junio de 2014, me dirijo a usted en cumplimiento de lo previsto en el artículo 17.4 del Reglamento de Transmisión (D.S. N° 027-2007-EM), a fin de hacerle llegar la “opinión sustentada” de Osinergmin respecto de la Propuesta Definitiva de la Actualización del Plan de Transmisión, período 2019-2028, que fuera remitida por el COES mediante el documento de la referencia 1).

Asimismo, de conformidad con lo establecido en el artículo 17.6 del Reglamento de Transmisión, que faculta al Ministerio de Energía y Minas, a efectuar modificaciones, debemos señalar que las observaciones efectuadas por Osinergmin a la Propuesta de Actualización del Plan de Transmisión han sido subsanadas parcialmente. Dentro de lo más relevante que se encuentra pendiente, entre otros, se tiene que el contenido mínimo referido a los Proyectos Vinculantes no está acorde con lo exigido en el artículo 23 de la Resolución Ministerial N° 129-2009-MEM-DM que sirve de base para iniciar la licitación de los proyectos del Plan Vinculante.

Para los efectos mencionados, se adjunta al presente el Informe Técnico N° 443-2018-GRT, que contiene, la evaluación del cumplimiento de las políticas y criterios establecidos en la normativa vigente para la actualización del Plan de Transmisión.

Atentamente,



Firmado por: MENDOZA
GACON Jaime Raul FAU
20376082114 hard
Oficina: GRT - San Borja
Cargo: Gerente de
Regulación de Tarifas
Fecha: 2018.10.12 15:30:09

Adjunto: Informe Técnico N° 443-2018-GRT

Revisión de la Propuesta Definitiva de la Actualización del Plan de Transmisión (período 2019-2028)

Lima, octubre 2018

Resumen Ejecutivo

El Artículo 21° de la Ley N° 28832 - Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica - establece que el Ministerio de Energía y Minas (en adelante “Ministerio”) aprueba el Plan de Transmisión, con la opinión previa del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (en adelante “Osinerghmin”).

El Decreto Supremo N° 027-2007-EM, que aprueba el Reglamento de Transmisión y modifica el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, en su numeral 17.2 del Artículo 17° establece que el Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (en adelante “COES”) debe presentar al Ministerio y a Osinerghmin la propuesta del Plan de Transmisión.

Con fecha 01 de junio de 2018, mediante documento COES/D-619-2018, el COES presentó a la Gerencia General de Osinerghmin su propuesta de Actualización del Plan de Transmisión, periodo 2019-2028 (en adelante “PROPUESTA INICIAL”), a fin de que en un plazo de treinta (30) días hábiles verifique que en su elaboración se ha cumplido con las políticas y criterios establecidos por el Ministerio mediante la Resolución Ministerial N° 129-2009-MEM/DM (en adelante “RM 129-2009”) y su modificatoria mediante Resolución Ministerial N° 051-2018-MEM/DM, conforme lo señala el numeral 17.3 del Reglamento de Transmisión.

Mediante Oficio N° 634-2018-GRT de fecha 16 de julio de 2018, Osinerghmin presentó al COES las Observaciones a la PROPUESTA INICIAL, para que en el plazo de cuarenta (40) días hábiles se subsanen debidamente dichas observaciones formuladas y a la vez, remita su propuesta definitiva del Plan de Transmisión al Ministerio y a Osinerghmin, con los informes y cálculos de sustento, conforme se establece en el numeral 17.4 del Reglamento de Transmisión.

Posteriormente, mediante documento COES/D-1690-2018 de fecha 13 de setiembre de 2018, el COES presentó a la Gerencia General de Osinerghmin la subsanación de observaciones y la propuesta definitiva de Actualización del Plan de Transmisión, periodo 2019-2028 (en adelante “PROPUESTA DEFINITIVA”), a fin de que Osinerghmin emita su opinión sobre dicha propuesta, conforme lo establece el numeral 17.4 del Reglamento de Transmisión.

Después de revisada la PROPUESTA DEFINITIVA, se encuentra que ésta no cumple a cabalidad con las políticas y criterios establecidos por el Ministerio para la elaboración y actualización del Plan de Transmisión. Cabe señalar que existen algunas observaciones no subsanadas y subsanadas parcialmente, cuya explicación se encuentra contenida en la Sección 3 del presente informe. A continuación, se presentan las más relevantes:

- La aplicación estricta de la metodología MINIMAX, según lo señalado en el artículo 11 de la Norma (RM 129-2009-MEM-DM), modificada por la RM 051-2018-MEM-DM, indica que se debería seleccionar el Plan D, el cual es diferente al Plan E adoptado por el COES (ver numeral 3.1.3. e).
- En el análisis de Congestión y Costos, el COES considera planes que tienen atributos MFI, cuyos valores son menores al límite inferior establecido en la Norma, de 15 kWh/USD, con lo cual los planes (Vinculante y de Largo Plazo) no estarían justificados.
- El COES no presenta la totalidad de los Anteproyectos del Plan Vinculante, no adjunta el Anteproyecto del Proyecto Vinculante “Enlace 220 kV Reque – Nueva Carhuaquero, subestaciones, líneas y ampliaciones asociadas”.
- El COES no presenta la información de las instalaciones de transmisión que deberán salir de servicio en el período 2019-2028.
- El COES no presenta la evaluación de un esquema especial para los enlaces de transmisión centro – sur, a fin de dar un mayor aprovechamiento a la capacidad de transmisión, debido a las demoras en el desarrollo del proyecto Gasoducto Sur del Perú.

INDICE

1. INTRODUCCIÓN	3
1.1. ANTECEDENTES	3
1.2. OBJETIVO	5
1.3. MARCO LEGAL	5
2. ASPECTOS NORMATIVOS	7
2.1. REGLAMENTO DE TRANSMISIÓN (D.S. N° 027-2007-EM)	7
2.1.1. <i>Objetivos Generales del Plan de Transmisión</i>	7
2.1.2. <i>Alcance del Plan de Transmisión</i>	8
2.1.3. <i>Contenido del Plan de Transmisión</i>	8
2.1.4. <i>Elaboración, revisión y aprobación del Plan de Transmisión</i>	8
2.1.5. <i>Participación y transparencia en la elaboración y aprobación del Plan de Transmisión</i>	9
2.2. CRITERIOS Y METODOLOGÍA PARA LA ELABORACIÓN DEL PLAN DE TRANSMISIÓN (R.M. N° 129-2009-MEM/DM) ..	10
3. EVALUACIÓN DE LA PROPUESTA DEFINITIVA DE LA ACTUALIZACIÓN DEL PLAN DE TRANSMISIÓN Y DE LA SUBSANACIÓN DE OBSERVACIONES.....	11
3.1. OBSERVACIONES SOBRE EL CUMPLIMIENTO DE CRITERIOS Y METODOLOGÍA.....	12
3.1.1. <i>Proyección de Demanda</i>	12
3.1.2. <i>Expansión de la Oferta de Generación</i>	14
3.1.3. <i>Plan de Transmisión de Largo Plazo (2028)</i>	17
3.1.4. <i>Plan Vinculante Año 2024</i>	24
3.1.5. <i>Verificación de Criterios Técnicos de Desempeño</i>	29
3.1.6. <i>Base de Datos DigSilent</i>	33
3.1.7. <i>Fenómenos de Resonancia Subsíncrona en el SEIN</i>	35
3.1.8. <i>Visión de Largo Plazo del Sistema en 500 kV</i>	37
3.2. OBSERVACIONES A LOS PROYECTOS VINCULANTES.....	38
3.2.1. <i>Información Incompleta</i>	38
3.3. OBSERVACIONES A LOS PROYECTOS NO INCLUIDOS COMO PROYECTOS VINCULANTES	40
3.3.1. <i>Información Incompleta</i>	40
3.4. OTRAS OBSERVACIONES	41
3.5. SOBRE LAS INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN DE CONEXIÓN (ITC)	55
3.6. SOBRE LOS LÍMITES DE TRANSMISIÓN CENTRO-SUR	58
4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	60
5. ANEXOS	62
ANEXO A	62
5.1. LISTA DE VERIFICACIÓN SOBRE CUMPLIMIENTO DEL REGLAMENTO DE TRANSMISIÓN (D.S. N° 027-2007-EM)	62
ANEXO B	66
5.2. LISTA DE VERIFICACIÓN SOBRE CUMPLIMIENTO DE “CRITERIOS Y METODOLOGÍA PARA LA ELABORACIÓN DEL PLAN DE TRANSMISIÓN” (R.M. N° 129-2009-MEM/DM).....	66
5.2.1. Aspectos Generales	66
5.2.2. Alcance de la Norma	67
5.2.3. Definición de Zonas del SEIN	67
5.2.4. Proyección de la Demanda	67
5.2.5. Formulación de Futuros de la Demanda	68

5.2.6.	Expansión de la oferta de generación	69
5.2.7.	Formulación de Futuros de generación.....	69
5.2.8.	Formulación de Futuros de exportación/importación.....	69
5.2.9.	Establecimiento de Escenarios	70
5.2.10.	Cálculo de Atributos - Costos.....	70
5.2.11.	Análisis de Decisión	73
5.2.12.	Verificación de los Criterios Técnicos de Desempeño.....	74
5.2.13.	Análisis de riesgo y criterios para la selección del plan de expansión.....	76
5.2.14.	Sustento de Proyectos Vinculantes	76
5.2.15.	Información de los proyectos no incluidos como Proyectos Vinculantes	77

1. Introducción

1.1. Antecedentes

El Artículo 21° de la Ley N° 28832 - Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica - establece que el Ministerio aprueba el Plan de Transmisión, con la opinión previa de Osinerghmin.

El Decreto Supremo N° 027-2007-EM, que aprueba el Reglamento de Transmisión y modifica el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, en su numeral 17.2 del Artículo 17°, establece que el COES debe presentar al Ministerio y a Osinerghmin la propuesta del Plan de Transmisión, con los informes y cálculos que lo sustentan.

Conforme lo establece el numeral 19.3 del Artículo 19° del Reglamento de Transmisión, el COES publicó en su portal de Internet a partir del 27 de marzo de 2018, la versión preliminar de la Actualización del Plan de Transmisión 2019-2028 a fin de recibir las opiniones y sugerencias de los interesados, y además, convocó y llevó a cabo el día 26 de abril de 2018, una Audiencia Pública descentralizada, en las ciudades de Lima, Tumbes y Tarapoto, con el objeto de exponer su propuesta y dar respuesta a las observaciones recibidas de parte de los interesados, así como a las que formularon los asistentes a la Audiencia Pública.

Con fecha 01 de junio de 2018, mediante documento COES/D-619-2018, el COES presentó a la Gerencia General de Osinerghmin el Informe COES/ DP-01-2018 conteniendo su propuesta de Actualización del Plan de Transmisión 2019-2028 (en adelante "INFORME"), a fin de que en un plazo de treinta (30) días hábiles verifique que en la elaboración del plan, se había cumplido con las políticas y criterios establecidos por el Ministerio para el efecto, conforme lo señala el numeral 17.3 del Reglamento de Transmisión.

Mediante Oficio N° 634-2018-GRT de fecha 16 de julio de 2018, Osinerghmin presentó al COES las observaciones a la PROPUESTA INICIAL, para que en el plazo de cuarenta (40) días hábiles se subsanen debidamente dichas observaciones formuladas y a la vez, remita su propuesta definitiva del Plan de Transmisión al Ministerio y a Osinerghmin, con los informes y cálculos de sustento, conforme se establece en el numeral 17.4 del Reglamento de Transmisión.

Posteriormente, mediante documento COES/D-1690-2018 de fecha 13 de setiembre de 2018, el COES presentó a la Gerencia General de Osinerghmin la subsanación de observaciones y la PROPUESTA DEFINITIVA, a fin de que Osinerghmin emita su opinión sobre dicha propuesta, conforme lo establece el numeral 17.4 del Reglamento de Transmisión.

La documentación que conforma las respuestas a las observaciones y la propuesta definitiva de Actualización del Plan de Transmisión (periodo 2019-2028) presentada por el COES, consta de las siguientes partes:

PARTE I: PRESENTACIÓN Y RESPUESTAS A LAS OBSERVACIONES DE Osinerghmin

PARTE II: PROPUESTA DEFINITIVA DE LA ACTUALIZACIÓN DEL PLAN DE TRANSMISIÓN

Volumen I:	Informe de la Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2019 – 2028.
Volumen II:	Anexos A - N.
ANEXO A.	Criterios y Metodología para la Elaboración del Plan de Transmisión”, Resolución Ministerial N° 129-2009-MEM/DM
ANEXO B.	Información Utilizada
ANEXO C.	Futuros de Demanda
ANEXO D.	Futuros de Oferta
ANEXO E.	Futuros de Combustibles
ANEXO F.	Estimación de Costos de las Opciones
ANEXO G.	Cálculo de Atributos
ANEXO H.	Premisas de Análisis Eléctricos y Base de Datos DigSilent
ANEXO I.	Resultados de Simulaciones Dinámicas del Año 2028
ANEXO J.	Resultados de Simulaciones Dinámicas del Año 2024
ANEXO K.	Estudios de Resonancia Subsíncrona del SEIN
ANEXO L.	Instalaciones de Transmisión de Conexión (ITC)
ANEXO M.	Respuestas a Comentarios y Propuestas del Informe de Diagnóstico de Condiciones Operativas del SEIN 2019-2028

ANEXO N.	Análisis de Sensibilidad de Proyectos de Demanda y Generación Posteriores a la Fecha de Cierre de Información del PT
Volumen III:	Anteproyectos

PARTE III: INFORMACIÓN EN MEDIO ELECTRÓNICO (CD): Archivos de los informes en formato Word y pdf, hojas de cálculo en Excel y bases de datos en formatos MODPLAN, DigSilent y TOR.

Es del caso señalar que la relación de instalaciones del Plan Vinculante (Año 2024) y del Plan de Transmisión de Largo Plazo (Año 2028) de la PROPUESTA INICIAL no es la misma que se presenta en la PROPUESTA DEFINITIVA, en razón a que en el Plan Vinculante se incorporan dos nuevos proyectos: i) Enlace 220 kV Reque – Nueva Carhuaquero; y ii) SE Nueva Tumbes 220/60 kV - 75 MVA y LT 60 kV Nueva Tumbes – Tumbes.

1.2. Objetivo

El presente informe tiene como objetivo dar a conocer la opinión sustentada sobre la propuesta definitiva de la Actualización del Plan de Transmisión (periodo 2019-2028) presentada por el COES y sobre la subsanación de observaciones efectuadas a la versión preliminar de la Actualización del Plan de Transmisión, conforme lo establece el numeral 17.4 del Reglamento de Transmisión.

1.3. Marco Legal

La revisión de la Actualización del Plan de Transmisión (periodo 2019-2028) propuesto por el COES, se realizó tomando como referencia las siguientes normas:

- Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas, publicado el 19 de noviembre de 1992.
- Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, publicada el 23 de julio de 2006.
- Ley N° 27332, Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos, publicada el 29 de julio de 2000.
- Decreto Supremo N° 009-93-EM, Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, publicado el 25 de febrero de 1993.
- Decreto Supremo N° 027-2007-EM, publicado el 17 de mayo de 2007, mediante el cual se aprueba el Reglamento de Transmisión y se modifica el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, modificada mediante Decreto Supremo N° 018-2016-EM.

- Reglamento de la Generación de Electricidad con Energías Renovables, aprobado mediante Decreto Supremo N° 050-2008-EM, publicado el 02 de octubre de 2008.
- Reglamento General del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía – OSINERG, aprobado mediante Decreto Supremo N° 054-2001-PCM, publicado el 09 de mayo de 2001.
- “Criterios y Metodología para la Elaboración del Plan de Transmisión”, aprobados mediante Resolución Ministerial N° 129-2009-MEM/DM, publicada el 07 de marzo de 2009, modificada mediante Resolución Ministerial N° 051-2018-MEM/DM.
- Normas para Promover la Inversión en Sistemas Complementarios de Transmisión Eléctrica, aprobadas mediante Decreto Supremo N° 010-2009-EM, publicado el 06 de febrero de 2009.

2. Aspectos Normativos

2.1. Reglamento de Transmisión (D.S. N° 027-2007-EM)

El Reglamento de Transmisión establece los objetivos generales, el alcance y contenido que se debe considerar en la elaboración del Plan de Transmisión.

En el Anexo A del presente informe se detallan los numerales y artículos correspondientes.

2.1.1. Objetivos Generales del Plan de Transmisión

En el Título III del Reglamento de Transmisión, específicamente el Artículo 13°, se establecen los objetivos generales del Plan de Transmisión.

- Identificar las obras de transmisión que permitan el abastecimiento económico y seguro de la energía eléctrica en bloque;
- Promover la competencia entre Agentes del SEIN;
- Propiciar el desarrollo armónico de las instalaciones de transmisión económicamente justificadas;
- Que las instalaciones de transmisión satisfagan los requerimientos de seguridad y calidad de servicio, establecidos en las normas pertinentes;
- Promover la integración de regiones eléctricamente aisladas y la ampliación de la frontera eléctrica.

2.1.2. Alcance del Plan de Transmisión

El Artículo 14° del Reglamento de Transmisión establece el alcance del Plan de Transmisión, el cual debe considerar las siguientes instalaciones:

- Todas aquellas instalaciones del SEIN hasta el límite donde se inician las instalaciones que sirven en forma exclusiva a los Usuarios y hasta el límite donde se inician las instalaciones que sirven de forma exclusiva a la generación.
- Las instalaciones en Alta o Muy Alta Tensión que permitan la conexión del SEIN con los Sistemas Eléctricos de países vecinos o la integración de Sistemas Aislados al SEIN.
- Cualquier instalación que a criterio del COES resulte de importancia fundamental para el mantenimiento de la seguridad, calidad y fiabilidad del SEIN.

2.1.3. Contenido del Plan de Transmisión

El Artículo 15° del Reglamento de Transmisión establece el contenido mínimo del Plan de Transmisión.

- La relación de instalaciones del Sistema de Transmisión cuya construcción se recomienda en el horizonte del estudio, especificando la fecha requerida de operación comercial de cada una de ellas.
- Respecto a los Proyectos Vinculantes, entre otros, el cronograma de actividades, Anteproyecto, presupuesto de inversión estimado, propuesta de beneficiarios y asignación de compensaciones para su remuneración.
- La relación de las instalaciones del Sistema de Transmisión que deben continuar en operación, señalando las obras de renovación y reposición necesarias, así como el plazo para el nuevo período de concesión a ser licitado, de acuerdo con lo dispuesto en el literal d) del numeral 22.2 del Artículo 22° de la Ley N° 28832.
- La relación de las instalaciones del Sistema de Transmisión que deberán salir de servicio.

2.1.4. Elaboración, revisión y aprobación del Plan de Transmisión

El Artículo 17° del Reglamento de Transmisión establece el procedimiento para la elaboración, revisión y aprobación del Plan de Transmisión.

Dentro de los aspectos resaltantes del procedimiento se tiene lo siguiente:

- El COES presentará al Ministerio y a Osinerghmin la propuesta de actualización del Plan de Transmisión, con los informes y cálculos de sustento, elaborada siguiendo el procedimiento especificado en el Artículo 19° del mismo reglamento.

- Osinerghmin, en un plazo de treinta (30) días hábiles de recibida la propuesta, verificará el cumplimiento de las políticas y criterios establecidos por el Ministerio. En caso de existir observaciones, devolverá la propuesta al COES, con sus observaciones debidamente fundamentadas, con conocimiento del Ministerio.
- El COES dispondrá de un plazo de cuarenta (40) días hábiles para subsanar debidamente las observaciones formuladas por Osinerghmin y remitir su propuesta definitiva del Plan de Transmisión al Ministerio y a Osinerghmin, con los informes y cálculos de sustento.
- En un plazo de veinte (20) días hábiles contados desde la recepción de la propuesta definitiva que presente el COES, Osinerghmin remitirá al Ministerio su opinión sustentada sobre dicha propuesta.
- Recibida la opinión de Osinerghmin, el Ministerio publicará la Resolución Ministerial que aprueba el Plan de Transmisión. Asimismo, publicará en su portal de Internet los informes y cálculos de sustento del Plan de Transmisión aprobado.

También establece que el Ministerio podrá efectuar modificaciones a la propuesta definitiva del Plan de Transmisión, siguiendo el procedimiento establecido.

Mediante Decreto Supremo N° 018-2016-EM, se modifica el artículo 17 del Reglamento de Transmisión, donde se establece que:

- El Ministerio podrá excluir del Plan de Transmisión los proyectos que así lo estime conveniente, previo sustento técnico sobre la imposibilidad de su implementación.
- El Plan de Transmisión deberá incorporar en su análisis los planes de inversión de los Sistemas Secundarios y Complementarios de Transmisión aprobados por OSINERGHMIN, con el fin de la optimización conjunta técnica y económica del sistema.

2.1.5. Participación y transparencia en la elaboración y aprobación del Plan de Transmisión

El Artículo 19° del Reglamento de Transmisión establece la participación y transparencia en la elaboración y aprobación del Plan de Transmisión.

También establece el procedimiento que debe seguir el COES, sobre la publicación en su portal de Internet de la versión preliminar del Plan de Transmisión, la presentación de comentarios y observaciones a la propuesta del Plan de Transmisión por parte de los interesados, la realización de una audiencia pública en Lima y transmitirla simultáneamente a las regiones donde se ubiquen los proyectos incluidos en la propuesta del Plan de Transmisión.

Asimismo, establece que el COES incluirá en el informe que sustenta su propuesta del Plan de Transmisión, la debida justificación cuando modifique o no tome en cuenta alguna propuesta que los agentes o interesados hayan presentado.

2.2. Criterios y Metodología para la Elaboración del Plan de Transmisión (R.M. N° 129-2009-MEM/DM)

Conforme se señala en la Quinta Disposición Complementaria Final de la Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, Osinerghmin desarrolló los estudios para establecer los criterios y metodología de planificación a ser utilizados en la elaboración del Plan de Transmisión, los cuales fueron aprobados por el Ministerio mediante la Resolución Ministerial N° 129-2009-MEM/DM - "Criterios y Metodología para la Elaboración del Plan de Transmisión" (en adelante "RM 129-2009"), posteriormente modificada con Resolución Ministerial N° 051-2018-MEM/DM.

Con el propósito de verificar el cumplimiento de los criterios establecidos en la RM 129-2009, se ha elaborado una lista de chequeo de cumplimiento, la cual se adjunta en el Anexo B del presente informe y que cubre los siguientes aspectos:

- Aspectos Generales.
- Alcance de la Norma.
- Definición de Zonas del SEIN.
- Proyección de la Demanda.
- Formulación de Futuros de la Demanda.
- Expansión de la oferta de generación.
- Formulación de Futuros de generación.
- Formulación de Futuros de exportación / importación.
- Establecimiento de Escenarios.
- Cálculo de Atributos - Costos.
- Análisis de Decisión.
- Verificación de los Criterios Técnicos de Desempeño.
- Análisis de riesgo y los criterios para la selección del plan de expansión.
- Sustento de Proyectos Vinculantes.
- Información de los proyectos no incluidos como Proyectos Vinculantes.
- Planificación de las Instalaciones de Transmisión de Conexión (ITC).
- Integración de Sistemas Aislados al SEIN.

3. Evaluación de la propuesta definitiva de la Actualización del Plan de Transmisión y de la Subsanación de Observaciones

En esta sección se efectúa la evaluación de la PROPUESTA DEFINITIVA, así como el análisis de la subsanación de las observaciones a la PROPUESTA INICIAL, planteadas por Osinerghmin en el Informe N° 341-2018-GRT.

El COES presentó la subsanación de dichas observaciones, mediante documento COES/D-1690-2018 de fecha 13 de setiembre de 2018, el cual comprende, entre otros, el informe COES/DP-04-2018 que contiene “la Subsanación de las Observaciones de Osinerghmin a la Propuesta de Actualización del Plan de Transmisión 2019-2028 (en adelante “Informe de Respuestas a las Observaciones”).

3.1. Observaciones sobre el cumplimiento de Criterios y Metodología

3.1.1. Proyección de Demanda

Resumen de las Observaciones planteadas:

En relación a la Proyección de Demanda se efectuaron las siguientes observaciones (numeral 3.1.1. del Informe N° 341-2018-GRT):

- En la tabla 3.7 se aprecia que la demanda de potencia y energía para el año 2017 difieren de los valores reales reportados por el COES en su informe estadístico anual del año 2017, el mismo que muestra diferencia de 2,26% en energía y 2,54% en potencia. Se solicitó al COES evaluar el efecto de esta diferencia en la demanda, a efectos del Plan de Transmisión propuesto.
- De la revisión del Anexo-C6, se describe la metodología para la desagregación por barras, pero no se aprecian los cuadros de demandas por barras, las bases de datos, ni las hojas de cálculo que se utilizaron para las simulaciones con el software DigSilent. Dicha información es importante para revisar la consistencia de los datos.
- Se ha observado que en la SET Planicie 500/220 kV, el COES considera un factor de utilización del 67%, mientras que Luz del Sur está considerando un factor de utilización del 124% en su propuesta de modificación de su Plan de Inversiones. Se solicitó al COES revisar la demanda (distribución espacial) en esta zona de Lima a fin de implementar en forma oportuna el segundo transformador 500/220 kV en esta subestación, evitando racionamiento de carga en las zonas este y sur de Lima.

Resumen de la Respuesta del COES:

En el Informe de Respuestas a las Observaciones (páginas 4 y 5), el COES manifiesta lo siguiente:

- Las proyecciones de la Demanda SEIN 2017-2028 se estimaron en junio del 2017 considerando tal año como periodo a predecir, mientras que en el informe COES “ESTADÍSTICA DE OPERACIONES 2017” se publican valores de demanda ejecutada de Energía y Potencia (Máxima Demanda Coincidente).

La diferencia particular pronunciada entre valores predictivos y ejecutados de la demanda SEIN del 2017, se deben a que el año 2017 fue un año atípico ocasionado por el Fenómeno del Niño. Ello ha dificultado la predicción, sin embargo, su impacto es en los primeros años del horizonte predictivo de largo plazo.

Por otro lado, las proyecciones de la demanda de largo plazo del SEIN se realizan desagregándola en dos componentes: una parte vegetativa proyectada con modelos econométricos, y otra correspondiente a las

grandes cargas (especiales, incorporadas, ampliaciones y nuevos proyectos), cuyas proyecciones son declaraciones de cada gran demandante encuestado anualmente por el COES. Mientras que las proyecciones de la demanda vegetativa alcanzan una mejor calidad predictiva, las declaraciones de las grandes cargas se caracterizan por su sobredimensionado, especialmente, para los años iniciales del horizonte de proyección. Esto último incrementa las proyecciones de la demanda del SEIN y, como medida de mejora, el COES realiza el monitoreo más frecuente de actualización proyectiva, especialmente, de las cargas de mayor volumen de demanda.

Cabe mencionar que la fecha de cierre de información para la realización del Plan de Transmisión es el 31 de noviembre de 2017, por lo que la información de máxima demanda para el 2017 utilizada, es sólo una proyección de demanda. Sin embargo, de acuerdo con los Criterios y Metodologías de la Norma, la demanda es tratada como una incertidumbre, por lo que tendrá un rango de variación amplio, reflejado en escenarios de demanda pesimista hasta escenarios de demanda optimista, los cuales se diferencian entre sí hasta en 36% en el año horizonte, por lo que diferencias tan pequeñas como la observada (2,54%) no tienen relevancia en los resultados.

- En la Propuesta Definitiva del Plan de Transmisión se incluye los archivos de cálculo solicitados con relación a la demanda considerada para el DigSilent.
- El estudio de modificación del Plan de Inversiones de Transmisión 2017-2021, elaborado por Luz del Sur, fue publicado en la página web de Osinerghmin en julio 2018, cuya fecha es posterior a la fecha de cierre de información (noviembre de 2017) del Plan de Transmisión. Asimismo, debe tenerse en cuenta que la modificación del Plan de Inversiones 2017-2021 se encuentra en un periodo de aprobación por parte de Osinerghmin, por lo que esta información resulta referencial para fines del Plan de Transmisión.

También es importante resaltar que en este estudio de modificación del Plan de Inversiones se está proponiendo el proyecto de línea de 220 kV Manchay-Pachacútec, el cual incrementa la carga el transformador de subestación La Planicie 500/220 kV en aproximadamente 180 MW en el año 2028 debido a que estaría atendiendo las cargas de las subestaciones Los Héroes y Vertientes. Este proyecto está siendo considerado en ese estudio desde el año 2020, y el mismo anteriormente fue propuesto en el estudio original del Plan de Inversiones 2017-2021, fuera del periodo de aprobación de dicho estudio.

Análisis de Osinerghmin:

- Es correcto lo expresado por el COES sobre la alteración y contracción de la demanda del SEIN por el Fenómeno del Niño. El año 2017 fue un año especial y el crecimiento de la demanda eléctrica fue mucho menor que lo previsto. También, es de esperarse que de retomarse el crecimiento normal se afectaría en menor medida el desarrollo de la transmisión a largo plazo. Igualmente, se espera que las áreas cubiertas por los nudos de demanda en el año horizonte, con las demandas

consideradas en el Plan de Transmisión y con las demandas proyectadas sobre los valores reales de 2017, tengan un alto porcentaje de traslape influyendo poco en los resultados finales del Plan de Transmisión.

- Se ha verificado que el Anexo-C6 contiene la información de demanda utilizada en el DigSilent.
- De no considerarse la proyección de demanda del estudio de modificación del Plan de Inversiones 2017-2021 de Luz del Sur, se corre el riesgo de no tener a tiempo el segundo transformador 500/220 kV en la SET Planicie. En todo caso, el COES debió hacer una sensibilidad de la demanda en torno a la SET Planicie a fin de verificar si el único transformador de potencia 500/220 kV previsto presenta sobrecarga o no. Por ejemplo, para el caso de demanda optimista, se aprecia que el transformador 500/220 kV de la SET Planicie presenta sobrecarga (ver Tabla 4.15 y Tabla 4.16).

En conclusión, con relación a las observaciones sobre la Proyección de Demanda debe señalarse que éstas han sido subsanadas parcialmente.

3.1.2. Expansión de la Oferta de Generación

Resumen de las Observaciones planteadas:

En relación a la Expansión de la Oferta de Generación se efectuaron las siguientes observaciones (numeral 3.1.2. del Informe N° 341-2018-GRT):

- Las Tablas 3.14, 3.15 y 3.16 consideran generación hidráulica y térmica que no está explícita en el Anexo D, en consecuencia, no ha sido posible verificar la combinación de centrales eléctricas que se están considerando para cada año y escenario. Se solicitó al COES que incluya en el estudio los archivos de sustento.
- Algunos proyectos de generación tienen retrasos en su implementación por diversos motivos, tales como: la CH Pucará (178 MW), que aún no cuenta con financiamiento de la obra; las centrales térmicas del nodo energético del sur (CT Puerto Bravo: TG 616 MW + TV 308 MW; CT Ilo: TG 610 MW + TV 300 MW) por problemas en la construcción del gasoducto del sur y disponibilidad de gas natural; la operación con gas natural de la central térmica de reserva fría de Ilo (TG 460 MW + TV 230 MW) por problemas en la construcción del gasoducto del sur y disponibilidad de gas natural. Se solicitó al COES analizar el impacto por la indisponibilidad del gas natural y el retraso de la construcción del gasoducto del sur y de la C.H. Pucará.
- Los siguientes proyectos de generación no fueron considerados en el estudio del COES: Central Térmica de Humay (500 MW), cuya puesta en operación estaría prevista antes del 2024; la Central Hidroeléctrica Charcani VII (17,5 MW) de propiedad de Egasa, la misma que reemplazará a las CCHH Charcani I, II y III, incrementando la oferta de generación en 11 MW. Se solicitó al COES incorporar dichas centrales en el modelo para la simulación de la operación económica, así como

en el modelo de simulación de la operación del sistema, a fin de observar su impacto en las redes colindantes al punto de conexión de dichas centrales.

- En el plan de obras de generación para el periodo 2018-2022, se está considerando la inserción de CH Colca de 12 MW, para el año 2021, en la SE Huayucachi (lado 60kV); al respecto, esta subestación está en zona urbana sin posibilidades de ampliación ni de acceso para nuevas líneas de transmisión. Se recomendó al COES considerar su conexión en la SE Orcotuna, la cual tiene espacio para varias celdas en 60 kV.

Resumen de la Respuesta del COES:

En el Informe de Respuestas a las Observaciones (páginas 7 y 8), el COES manifiesta que:

- Respecto a la combinación de centrales eléctricas consideradas para cada escenario de generación-demanda, ésta se encuentra en el archivo "MODPLAN_INPUT.xlsm", hojas "MSC_CTE" para las centrales térmicas y "MSC_CHI" para las centrales hidráulicas, con sus respectivos códigos de escenarios y de generación-demanda "COD_MSC", y código de centrales de generación "COD_CHI" para hidráulicas y "COD_CTE" para térmicas. El archivo indicado fue publicado tanto en la versión Preliminar como en la Propuesta del PT 2019-2028.
- Respecto al retraso del proyecto CH Pucará, el COES menciona haber utilizado la información acopiada mediante una Campaña de Información cuya fecha de cierre fue hasta el 31 de noviembre de 2017. Además, según información de la Unidad de Supervisión de Inversión en Electricidad de Osinermin de fecha de noviembre de 2017, la empresa EGECUSCO solicitaba ampliación hasta diciembre de 2021. No es sino hasta abril de 2018 que, mediante información de la Unidad de Supervisión de Inversión en Electricidad de Osinermin, se menciona que el proyecto de la CH Pucará está paralizado por falta de financiamiento y que solicitó ampliación de la POC hasta diciembre 2021. También menciona que el 30.01.2018, el MINEM notificó a EGECUSCO S.A. la intención de dar por resuelto el Contrato de Compromiso de Inversión. Dado que esta información es posterior a la fecha de cierre de la información, se consideró el proyecto CH Pucará como parte del programa de obras base para las simulaciones del Plan de Transmisión. Al margen de lo anterior, se debe indicar que considerar el proyecto indicado en el análisis resulta conservador, pues se exige más a la transmisión de la zona.
- Respecto al Nodo Energético del Sur y Reserva Fría de Ilo, el COES menciona que se analizaron escenarios de generación tanto con el gasoducto sur peruano y sin éste para todo el periodo de estudio, es decir, con los modos de operación de la CT Puerto Bravo, CT Ilo 4 y CT Planta Ilo - Reserva Fría, con diésel y con gas natural. La combinación de estos escenarios se puede verificar en los archivos mencionados "MODPLAN_INPUT.xlsm".

- Respecto a los proyectos CT Humay y CH Charcani VII, menciona que éstos sí fueron considerados, pero al no contar con Concesión Temporal o Definitiva, ni Autorización de Generación vigente a la fecha de cierre de información del Plan de Transmisión (31.11.2017), fueron considerados con un bajo orden de certidumbre de implementación y no llegaron a ser incluidos en los escenarios de Generación-Demanda analizados.
- Respecto a las barras de conexión de CH Colca, menciona que las barras mostradas en la tabla (tal como indica en su nota respectiva) no son barras de conexión sino barras de concesión de referencia. Además de ello, según información enviada por la empresa EGECOLCA para la Campaña de Información del Plan de Transmisión (ver Anexo B – Información Utilizada) e información de la Unidad de Supervisión de Inversión en Electricidad de Osinerqmin, la barra de conexión de la CH Colca será la SE Huayucachi 60 kV. Cabe precisar que, para efectos de los análisis realizados en el Plan de Transmisión, dicho cambio de conexión no debería tener mayores efectos, debido al reducido tamaño de la central.

Análisis de Osinerqmin:

- Se ha verificado que en los archivos del modelo MODPLAN se encuentra la información de las centrales hidroeléctricas y termoeléctricas consideradas para cada nudo de generación.
- El COES señala que incluyó a la CH Pucará, en base a que según la información de la empresa EGECUSCO, la POC sería a fines de 2021, y que la información de la falta de financiamiento e intención de resolución del contrato con el MINEM, recién fue publicada por Osinerqmin en abril de 2018.

Sobre las centrales del Nodo Energético del Sur y de Reserva Fría de Ilo, el COES señala que ha considerado los escenarios de generación con y sin el gasoducto del sur. Dado que la generación es considerada como una incertidumbre, la solución planteada en el Plan de Transmisión sería válida en cualquiera de los dos escenarios, es decir, con o sin gasoducto del sur. No obstante, el COES debió presentar como parte de la PROPUESTA DEFINITIVA un cuadro comparativo de resultados, a fin de visualizar el impacto que tiene el gasoducto del sur en los costos marginales del SEIN, debido principalmente a las congestiones en transmisión que se presentarían.

- Respecto al punto de conexión en 60 kV de la CH Colca, este no tendrá mayor efecto en el Plan de Transmisión dada la reducida capacidad de esta central. No obstante, se reitera que debido al crecimiento urbano manifiesto alrededor de la SET Huayucachi, el ingreso de una nueva línea a dicha subestación supondrá problemas de servidumbre.

En conclusión, con relación a las observaciones sobre la Oferta de Generación debe señalarse que éstas han sido subsanadas, con excepción de la evaluación del impacto de gasoducto del sur.

3.1.3. Plan de Transmisión de Largo Plazo (2028)

Resumen de las Observaciones planteadas:

En relación al Plan de Transmisión de Largo Plazo se efectuaron las siguientes observaciones (numeral 3.1.3. del Informe N° 341-2018-GRT):

a) Análisis de Congestionamientos

El diagnóstico del COES para el año 2028 concluye que se presentan sobrecargas en la LT 220 kV Chiclayo – Carhuaquero, debido a la generación de la Zona Norte y sobrecargas en las líneas aledañas a la SE Independencia, debido al incremento de la demanda en dicha zona. Sin embargo, en el Área Centro – Oriente se observan sobrecargas en la LT 220 kV Chaglla – Huánuco, LT 138 kV Huánuco – Amarilis, LT 138 kV Amarilis – Piedra Blanca, LT 138 kV Piedra Blanca – Tingo María y dos transformadores 220/138/22.9 kV, 60/60/20 MVA de la SE Aguaytía. Se solicitó al COES que explique porqué se descartan las referidas instalaciones, a pesar de que presentan sobrecargas

b) Opciones a evaluar:

Se observa que dentro de las opciones a evaluar no se ha considerado la ampliación de la transformación en la SE Aguaytía, que se requeriría para resolver la sobrecarga de los transformadores existentes 220/138 kV y que, además, se necesitaría la ampliación de la transmisión asociada hacia Pucallpa.

Asimismo, se aprecia que sí se ha evaluado la LT 220 kV Aguaytía – Pucallpa bajo el criterio N-1, que de alguna manera solucionaría la sobrecarga de los transformadores 220/138 kV de la SE Aguaytía.

Al respecto, por lo mencionado, se sugiere que se considere como una opción la LT 220 kV Aguaytía – Pucallpa dentro de la evaluación de opciones de los Planes de Expansión A, B, C, D y E.

c) Planes de Expansión

- Los planes A, B, C, D y E del Plan de Transmisión al año 2028 (Numeral 4.3 “Propuesta de Opciones y Planes de Expansión”), tienen las características indicadas en el cuadro siguiente:

ÁREA	PROYECTO	Costo (MM \$)				
		PLAN A	PLAN B	PLAN C	PLAN D	PLAN E
NORTE MEDIO	LT 220 kV Chiclayo - Carhuaquero	14.7	14.7	14.7	14.7	14.7
CENTRO ORIENTE	LT 220 kV Nueva Tingo María - Nueva Huánuco	15.6	15.6	15.6	15.6	15.6
	Ampliación SE Aguaytía con Transformador de 220/138/22.9 kV	4.1	4.1	4.1		

ÁREA	PROYECTO	Costo (MM \$)				
		PLAN A	PLAN B	PLAN C	PLAN D	PLAN E
SUR MEDIO	SE 500/220 kV Independencia y Seccionamiento de LT 500 kV Chilca - Poroma en la SE 500 kV Independencia	29.7	29.7		29.7	
	Seccionamiento de LT 220 kV Chilca REP - Desierto en SE 220 kV Cantera y apertura del tramo 220 kV Cantera - Desierto	1.3				
	Seccionamiento de LT 220 kV Cantera - Independencia en SE 220 kV Desierto y apertura del tramo 220 kV Cantera - Desierto	1.3				
	LT 220 kV Chilca REP - Independencia (3ra Terna)			9.5		9.5
	Total	66.7	64.1	43.9	60.0	39.8

Fuente: Tabla 4.25, Tabla 4.26, Tabla 4.27, Tabla 4.28, Tabla 4.29.

Del cuadro anterior, se observa que los Planes B y D solo difieren en el proyecto denominado "Ampliación SE Aguaytía con Transformador de 220/138/22.9 kV". Igualmente, los Planes C y E se diferencian en el mismo proyecto.

En consecuencia, los Planes D y E no resolverían la sobrecarga de los TP 220/138/22.9 kV de la SE Aguaytía. Se solicitó al COES explique cómo se solucionaría la sobrecarga de la SE Aguaytía de resultar elegido el plan D o E.

- De otro lado, se ha encontrado algunas inconsistencias en el INFORME, por ejemplo, en el Plan D, para el Área Sur Medio se plantea la LT 220 kV Chilca – Independencia (3ra Terna) (ver folio 123), sin embargo, en la Figura 4.16 "Diagrama Unifilar Plan D, Área Sur Medio" se muestra como proyecto a la SE Independencia 500/220 kV.

Asimismo, en el Plan E, para el Área Centro Oriente se plantea la LT 220 kV Tingo María – Nueva Huánuco y la ampliación de la SE Aguaytía mediante un TP 220/138/22,9 de 50/50/20 MVA (ver folio 126), sin embargo, en la Figura 4.19 "Diagrama Unifilar Plan E, Área Centro Oriente" no se muestra la ampliación de la SE Aguaytía, de igual manera en la Tabla 4.29 no figura dicha ampliación.

Se solicitó al COES explique las inconsistencias detectadas o en su defecto corregir donde corresponda.

d) Análisis Trade-off / Risk

Los resultados del análisis realizado muestran que los Planes E y C tienen porcentajes de robustez de 89% y 71%, respectivamente, mientras que, los Planes D y B presentan porcentajes de 2% y 1%, respectivamente.

Así, al no encontrar un Plan Robusto, seguidamente se debió aplicar el literal b) del numeral 16.7 de la RM 129-2009, sin embargo, el COES obvia este paso y continua con lo establecido en el literal c) del mismo numeral.

Al respecto, se solicitó al COES que explique las razones del porqué no se considera el literal b) del numeral 16.7 de la RM 129-2009 en el proceso de evaluación del Plan.

e) Análisis de Riesgo (metodología MINIMAX)

Del resultado final del análisis de MINIMAX, cuyo cuadro se muestra a continuación, se observa que el mejor plan es el Plan D y en segundo lugar se señala al Plan E, aunque del mismo cuadro se aprecia que es el Plan B el que realmente está como segunda alternativa (ver columna "2do corregido"). Esto se confirma de los resultados mostrados en la Tabla 4.33 "*Máximos arrepentimientos, 2028*" (folio 142), en la que se indica que el Plan B tiene un VPCT de 50.8 M\$/A y el Plan E, 202.6 M\$/A. Así como también, los costos marginales para el Plan B son menores que para el Plan E.

	1ro	2do	2do (corregido)
Por HDN y MFI	Plan E	Plan C	Plan C
Por VPCT	Plan D	Plan B	Plan B
Por Cmg	Plan D	Plan B	Plan B
Total	Plan D	Plan B	Plan B

En este sentido, la selección del Plan E como el mejor segundo del conjunto evaluado no tiene fundamento, por lo que en su lugar resultaría elegido el Plan B. Al respecto, se requiere explicación del COES de por qué ha sido seleccionado el Plan E como el mejor segundo del conjunto evaluado.

Resumen de la Respuesta del COES:

En el Informe de Respuestas a las Observaciones (páginas 10 al 15), el COES manifiesta lo siguiente:

a) Análisis de Congestionamientos

Las sobrecargas indicadas no han sido ignoradas. Al respecto se puede mencionar que el proyecto LT 220 kV Nueva Tingo María – Nueva Huánuco, incluido en el Plan de Largo Plazo, soluciona los problemas mencionados en el área Centro Oriente, para tal efecto, el COES adjunta cuadros del año 2028 (largo plazo), con y sin el proyecto mencionado.

En cuanto a LT 138 kV Huánuco – Amarilis, ésta estaría fuera del ámbito del Plan de Transmisión, por ser de uso exclusivo para la demanda de distribución.

b) Opciones a evaluar

Tal como muestra las Tablas 4.25, 4.26 y 4.27, los planes A, B y C respectivamente sí consideran la ampliación de la SE Aguaytía 220/138 kV, sin embargo, debido a los Criterios y Metodología para Elaborar el Plan de Transmisión (análisis Trade Off), este proyecto no es elegido para el Plan de Transmisión de Largo Plazo.

Respecto a la LT 220 kV Aguaytía – Pucallpa no se justifica por las sobrecargas en dicha línea, tal como se puede observar en las tablas 4.7 y 4.8, sino más bien por el criterio N-1 de la metodología del Plan de Transmisión y por el Análisis Eléctrico en el Largo Plazo.

c) Planes de Expansión

Los planes D y E se construyeron para verificar la necesidad del proyecto de ampliación de la SE Aguaytía 220/138 kV, en la robustez del Plan de Transmisión, pero se demostró que dicho proyecto puede ser necesario, pero no requerido aún bajo los Criterios y Metodología de la Norma. De los resultados se observa que este transformador sólo se congestiona en algunos escenarios para el análisis de Largo Plazo y este problema es resuelto con el proyecto LT 220 kV Aguaytía – Pucallpa, el cual ha sido propuesto por el Análisis Eléctrico y el criterio N-1 de la Norma. Cabe mencionar que en futuros planes se seguirá verificando la inclusión del mencionado proyecto.

Se corregirá el texto del folio 123 y folio 126.

d) Análisis Trade-off / Risk

Cabe mencionar que los Planes E y C constituyen justamente la Lista Corta de Planes mencionada en el literal b) del numeral 16.7 de la RM 129-2009, por lo que, al no encontrar un plan robusto que se encuentre en el codo de la superficie n-dimensional de atributos para todos los escenarios (Robustez de 100%), se procede a lo establecido en el literal c) del numeral 16.7 de la RM 129-2009. En el texto del Informe del Plan de Transmisión, se mejorará la redacción para hacer explícita la aplicación del literal b) del numeral 16.7 de la Norma.

e) Análisis de Riesgo (metodología MINIMAX)

Al respecto se corregirá el texto y tabla mostrados para una mejor claridad:

	1ro	2do
Por HDN	Plan E	Plan C
Por MFI	Plan E	Plan C
Por VPCT	Plan D	Plan B
Por Cmg	Plan D	Plan B
Total	Plan D/E	Plan B/C

Del análisis MINIMAX, podemos concluir que el Plan D y del Plan E son los que minimizan el máximo arrepentimiento en el mayor número de atributos, y por otro lado como se aprecia en la observación anterior los Planes E y C son

los mejores desde el punto de vista del análisis Trade-Off, con lo cual finalmente se define el plan E como el mejor de todo el análisis.

Análisis de Osinerqmin:

a) Análisis de Congestiones

Se ha verificado que en el plan de largo plazo se ha considerado la LT 220 kV Nueva Tingo María – Nueva Huánuco y que ésta, efectivamente, solucionaría las sobrecargas en las líneas LT 220 kV Chaglla – Huánuco, LT 138 kV Amarilis – Piedra Blanca, LT 138 kV Piedra Blanca – Tingo María, excepto en la LT 138 kV Huánuco – Amarilis, cuya solución depende del Plan de Inversiones del Área de Demanda 4.

En conclusión, esta observación ha sido subsanada.

b) Opciones a Evaluar

Se ha verificado que los planes A, B y C consideran la ampliación de la SE Aguaytía 220/138 kV. No obstante, en los Planes D y E se debería incluir otro proyecto equivalente que tenga el mismo objetivo, la de solucionar la sobrecarga de la SE Aguaytía, con lo cual los planes serían comparables, tal como se hizo con la LT 220 kV Reque – Nueva Carhuaquero, que se repite en todos planes y por ende sale seleccionado.

En conclusión, esta observación ha sido subsanada parcialmente.

c) Planes de Expansión

El COES ha resuelto el problema de la SE Aguaytía mediante la LT 220 kV Aguaytía – Pucallpa, como resultado del Análisis Eléctrico y el criterio N-1 de la Norma. Sin embargo, en los futuros planes seguirá verificando la inclusión del mencionado proyecto.

Además, se ha verificado que las inconsistencias detectadas han sido corregidas.

En conclusión, esta observación ha sido subsanada.

d) Análisis Trade-off / Risk

El COES ha cumplido con el literal b) del numeral 16.7 de la RM 129-2009 y ha establecido una lista corta que incluye todos los planes propuestos, con la finalidad de determinar el plan que minimiza el máximo arrepentimiento (metodología MINIMAX).

En conclusión, esta observación ha sido subsanada.

e) Análisis de Riesgo (metodología MINIMAX)

El COES concluye que el Plan E es el plan que minimiza el máximo arrepentimiento en el mayor número de atributos. Los atributos que considera el COES son: HDN, MFI, VPCT y Cmg. Sin embargo, el

artículo 11 de la Norma (RM 129-2009-MEM-DM), modificada por la RM 051-2018-MEM-DM, establece los siguientes indicadores para la evaluación y ranking de las Opciones o Planes: HDN, MFI, VPCT y VPPD por cada zona. Este último atributo se expresa también como costo marginal en cada Zona (Cmg-norte, Cmg-centro y Cmg-sur).

En la Tabla 4.33 de la PROPUESTA DEFINITIVA del COES se muestran los máximos arrepentimientos de estos atributos, como sigue:

PLAN	D_HDN h/A/M\$	D_MFI kWh/A/\$	VPCT M\$/A	CMg Nor \$/MWh	CMg Cen \$/MWh	CMg Sur \$/MWh
Plan A	232	4.4	58.0	12.8	29.4	11.9
Plan B	231	4.0	54.7	9.0	21.0	8.2
Plan C	42	0.8	274.5	69.6	70.2	70.5
Plan D	230	3.6	54.1	8.9	21.1	8.1
Plan E	25	0.1	274.1	69.6	70.2	70.5
BASE	631	11.9	269.9	72.0	71.5	71.9

Tabla 4.33 Máximos arrepentimientos, 2028.

Siguiendo el procedimiento del COES para definir el Plan que minimiza el máximo arrepentimiento (considerando todos los atributos como establece la norma), se obtiene el siguiente cuadro:

	1ro	2do
Por HDN	Plan E	Plan C
Por MFI	Plan E	Plan C
Por VPCT	Plan D	Plan B
Por Cmg norte	Plan D	Plan B
Por Cmg centro	Plan B	Plan D
Por Cmg sur	Plan D	Plan B
Total	Plan D	Plan B

Del cuadro anterior, se observa que el Plan D debería ser el seleccionado.

De manera complementaria, en la tabla siguiente se muestra el ranking de arrepentimientos¹ de los planes analizados, en la que se confirma que el Plan E no minimiza el máximo arrepentimiento de todos los atributos considerados, como lo dispone la Norma. En cambio, el Plan D si cumple con este objetivo.

¹ Se toma como referencia el modelo de evaluación establecido en el estudio denominado "Análisis de Riesgo de la Interconexión Centro-Sur" realizado por la consultora Quantum Andes S.A.C., por encargo de Osinerghmin.

PLAN	D_HDN	D_MFI	VPCT	CMg Nor	CMg Cen	CMg Sur	Total
Plan A	5	5	3	3	3	3	22
Plan B	4	4	2	2	1	2	15
Plan C	2	2	6	4	4	4	22
Plan D	3	3	1	1	2	1	11
Plan E	1	1	5	5	5	5	22
BASE	6	6	4	6	6	6	34

Del cuadro anterior, se obtiene el ranking de Planes siguiente:

Ranking	PLAN
1	Plan D
2	Plan B
3	Plan A
	Plan C
	Plan E
4	BASE

De otro lado, de los resultados de la Tabla 4.33 del INFORME, se observa que los Planes A, B y D incluyen la SE 500/220 kV Independencia mas no la LT 220 kV Chilca REP - Independencia (3ra Terna), y los Planes C y E incluyen la LT 220 kV Chilca REP – Independencia y no la SE 500/220 kV Independencia.

Los valores de mínimo arrepentimiento resultan mejores para los criterios económicos (VPCT y Costos Marginales) en los Planes que incluyen la SE 500/220 kV Independencia, en cambio, para los criterios técnicos (D-HDN y D-MFI) son mejores los Planes que incluyen la LT 220 kV Chilca REP - Independencia (3ra Terna).

Ante esta disyuntiva, el COES ha preferido la solución en base a los criterios técnicos, es decir el Plan E, amparado en la robustez de este plan determinado en el análisis Trade-Off, antes que la solución en base a los criterios económicos; peor aún, no ha considerado todos los atributos, como lo exige el artículo 11 de la Norma.

Aparentemente, con la combinación de ambos planes (D y E) se obtendrían mejores resultados de mínimo arrepentimiento, tanto en los aspectos técnicos como económicos. En ese sentido, el COES debió realizar el análisis respectivo con un nuevo Plan que incluya tanto la LT 220 kV Chilca REP - Independencia (3ra Terna) como la SE 500/220 kV Independencia, en concordancia con el artículo 16.9c de la Norma, donde se establece que: *“Para efectos de mitigar el riesgo se propondrá nuevas opciones o combinaciones de las ya propuestas (cobertura), y el análisis debe retornar al paso de Cálculo de Atributos, numeral 16.6.”*

En conclusión, esta observación no ha sido subsanada.

3.1.4. Plan Vinculante Año 2024

Resumen de las Observaciones planteadas:

En el Plan Vinculante al año 2024 se efectuaron las siguientes observaciones (numeral 3.1.4. del Informe N° 341-2018-GRT):

a) Análisis de Congestionamientos

En el numeral 5.2 “Análisis de congestiones en el año 2024”, se concluye que no se observan problemas de sobrecargas en el SEIN para el año 2024 y que con estos resultados podría pensarse a priori que no se requieren proyectos de transmisión hasta el año 2024 (ver folio 189).

Sin embargo, de las tablas presentadas (de Tabla 5.1 a Tabla 5.12), se indica lo siguiente:

- En el Área Norte Medio, se presentan sobrecargas en la LT 220 kV Chiclayo – Carhuaquero de hasta 113% (folio 184).
- En el Área Centro Oriente, se presentan sobrecargas leves en la LT 220 kV Chaglla – Huánuco y LT 138 kV Amarilis – Piedra Blanca de hasta 103 % y 107 % respectivamente (folio 185).
- En el Área Sur Medio, se presentan sobrecargas en la LT 220 kV Chilca – Asia – Cantera – Independencia y LT 220 kV Chilca – Desierto – Chincha – Independencia, de hasta 105 % y 117%, respectivamente (folio 188).
- En el Área Sur Oeste, se presentan sobrecargas puntuales en el TP 220/138 kV Socabaya de hasta 114% (folio 188).

De lo indicado, para el año 2024, algunas líneas de transmisión presentan factores de utilización por encima del 100%, lo cual no es congruente con la conclusión del COES en esta parte del INFORME. Al respecto, se requiere que explique las incongruencias detectadas.

b) Propuestas de Opciones y Planes de Expansión

El COES ha adoptado analizar los Planes para el año 2024 a partir de una combinación de las opciones elegidas para el Plan de Largo Plazo. Sin embargo, de acuerdo a las observaciones contenidas en el numeral 3.1.3 del presente informe, se requiere confirmar que el Plan E, elegido por el COES para el Plan de Largo Plazo (2028), realmente corresponde al plan que satisface los análisis Trade-Off y MINIMAX.

Sin perjuicio del cuestionamiento a la selección del Plan E, es del caso señalar que los planes de transmisión propuestos para el año 2024 (Numeral 5.3 *Propuesta de Opciones y Planes de Expansión*), tienen las características indicadas en el cuadro siguiente:

ÁREA	PROYECTO	Costo (MM\$)
------	----------	--------------

		PLAN E-A	PLAN E-B	PLAN E-C	PLAN E-D	PLAN E-F	PLAN E-G	PLAN E-H
NORTE MEDIO	LT 220 kV Chiclayo - Carhuaquero	14,7			14,7	14,7		14,7
CENTRO ORIENTE	LT 220 kV Nueva Tingo María - Nueva Huánuco	15,6	15,6				15,6	15,6
SUR MEDIO	LT 220 kV Chilca REP - Independencia (3ra Terna)	9,5	9,5	9,5	9,5			
Total		39,8	25,1	9,5	24,2	14,7	15,6	30,3

Del cuadro anterior, se observa que, efectivamente, son siete (7) y no cuatro (4) como se menciona en el INFORME, los Planes como resultado de la combinación de los proyectos del Plan E para el año 2028, elegido por el COES (folios 190 y 191).

Al respecto, se requiere que el COES revise la redacción del INFORME a fin de corregir los errores materiales detectados.

c) Análisis de Congestión y Costos

Del análisis de congestión y costos realizado, se observa que el atributo HDN excede a 100 h/M\$ mientras que el atributo MFI no alcanza a 5 kWh/\$, tal como se muestra en la siguiente figura: (extracto del INFORME, folio 203)

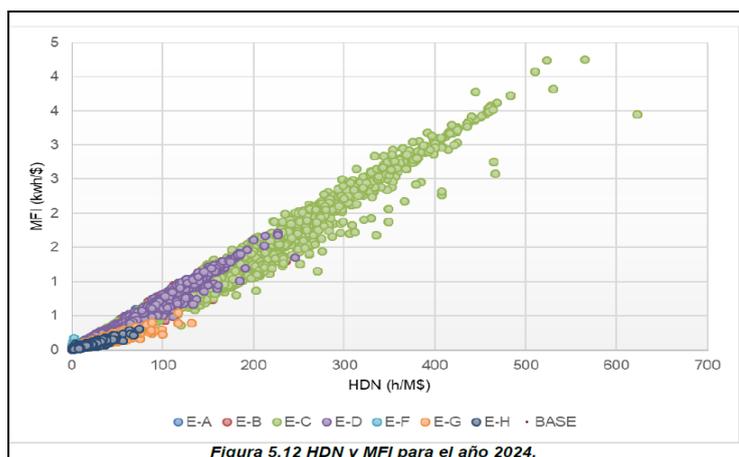


Figura 5.12 HDN y MFI para el año 2024.

Sin embargo, el COES realiza el análisis de Trade-off, lo cual no es coherente con lo manifestado por el mismo COES en el INFORME (folio 203), donde señala que: “según la Norma, se recomienda que el HDN tiene que exceder los 100 h/M\$ y y el MFI tiene que exceder los 15 kwh/\$ para que el plan esté justificado”.

Al respecto, se requiere que el COES explique las razones del por qué se realiza el análisis de Trade-off si uno de los atributos (MFI) no supera el valor de 5 kWh/\$, de conformidad con lo establecido en la RM 129-2009.

d) Análisis de Riesgo (metodología MINIMAX)

- De acuerdo con la metodología establecida, el Análisis MINIMAX se realiza si no hay un plan dominante y se realiza sobre una lista corta de planes no dominantes. En este caso, existiendo un plan de 100% de robustez no sería necesario realizar dicho análisis. Al respecto, se requiere que se explique las razones para continuar con el análisis MINIMAX a pesar de contar con un plan robusto de 100%.
- De la Tabla 5.24 *Resumen Análisis MINIMAX, 2024*, cuyo cuadro se muestra líneas abajo, se observa que el mejor plan es el Plan E-C. Aunque no varía el resultado, es necesario precisar que de la Tabla 5.23 “*Máximos Arrepentimientos, 2024*”, (folio 206), se observa que por el atributo VPCT, el segundo lugar le corresponde al Plan E-F y no el Plan E-B, como señala el COES. Asimismo, para el atributo CMg, el segundo lugar le corresponde al Plan E-B y no al Plan E-C, como señala el COES.

	1ro	2do	2do (corregido)
Por HDN y MFI	Plan E-C	Plan E-D	Plan E-D
Por VPCT	Plan E-C	Plan E-B	Plan E-F
Por Cmg	Plan E-A	Plan E-C	Plan E-B
Total	Plan E-C		

Al respecto, se requiere que el COES revise sus resultados y corrija donde corresponda.

e) Análisis de Confiabilidad N-1

Para el análisis N-1 se han considerado las siguientes líneas de transmisión:

- LT 500 kV Huánuco – Tocache – Celendín – Trujillo
- LT 220 kV Cajamarca – Cállic – Moyobamba (segunda terna)
- LT 220 kV Azángaro – San Gabán

Sin embargo, la LT 220 kV Aguaytía-Pucallpa no ha sido incluida en el análisis, a pesar que ésta fue considerada en el Plan de Largo Plazo (2028). Al respecto, se requiere que se incluya en el análisis N-1 la LT 220 kV Aguaytía-Pucallpa, a fin de verificar si realmente satisface o no el criterio N-1 en el año 2024.

De otro lado, en el INFORME se menciona que la LT 220 kV Aguaytía – Pucallpa no satisface las condiciones en un solo futuro (folio 209), pero en la Tabla 5.33 “*Resultado Análisis N-1, 2024*”, no se consigna la referida línea. Al respecto, el COES debe revisar la Tabla 5.33 en base a los resultados obtenidos y corregir donde corresponda.

Resumen de la Respuesta del COES:

En el informe de Respuestas a las Observaciones (páginas 16 a 20), el COES manifiesta lo siguiente:

a) Análisis de Congestion

Se corregirá el texto indicando que existen congestiones leves.

b) Propuestas de Opciones y Planes de Expansión

Respecto a la elección del Plan E, ver respuesta del COES relacionado con el numeral 3.1.3 e del presente informe.

Respecto al número de opciones evaluadas, se corregirá la redacción indicada.

c) Análisis de Congestión y Costos

Según la Norma, artículo 16.7 sobre el Análisis de decisión del Plan de Transmisión, indica que éste se realizará utilizando la metodología trade-off, la cual buscará establecer soluciones robustas de la siguiente manera: a) se considera un Plan Robusto si para todos los escenarios (este plan) se encuentra en el codo de la curva; b) si no se encuentra un plan robusto, se tomará como referencia los atributos (valores referenciales) y, c) cuando no pudiera asegurarse la existencia de al menos un Plan robusto, el COES utilizará la metodología de análisis de riesgo.

De acuerdo con esta metodología se analizaron los planes como lo indica la Norma, ver ítem 4.6 y 5.6 (Análisis Trade-off / Risk / MINIMAX) del Informe, en el cual se muestra el cálculo correspondiente.

d) Análisis de Riesgo (metodología MINIMAX)

Al respecto se corregirá la tabla y redacción mostrada en el informe, indicando que el análisis MINIMAX se realiza para comprobar la elección del Plan E-C, a pesar de ya cumplir con una robustez de 100%:

	1ro	2do
Por HDN	Plan E-C	Plan E-D
Por MFI	Plan E-C	Plan E-B
Por VPCT	Plan E-C	Plan E-F
Por Cmg	Plan E-A	Plan E-B
Total	Plan E/C	

Cabe mencionar que el Análisis MINIMAX es necesario en caso de no encontrar un Plan Robusto, pero no es restrictivo en caso sí se haya encontrado un Plan Robusto.

e) Análisis de Confiabilidad N-1

Al respecto se menciona que para el análisis N-1 de la LT 220 kV Aguaytía – Pucallpa, se incluyó por error los resultados de un análisis preliminar.

Para una mejor claridad, se incluirá dicho análisis N-1 para el año 2024.

Análisis de Osinerqmin:

a) Análisis de Congestiones

El COES ha realizado las correcciones pertinentes; sin embargo, para el caso del Área Sur Oeste, en la PROPUESTA DEFINITIVA ya no se presentan las sobrecargas en el TP 220/138 kV Socabaya que aparecían en el informe de la PROPUESTA INICIAL.

En conclusión, esta observación ha sido subsanada.

b) Propuestas de Opciones y Planes de Expansión

Respecto a la elección del Plan E, el COES refiere a la respuesta del numeral 3.1.3 e) del presente Informe, la cual no ha sido subsanada.

Respecto al número de opciones evaluadas ha efectuado la corrección pertinente.

En conclusión, la observación ha sido subsanada parcialmente.

c) Análisis de Congestión y Costos

El COES señala que el método de análisis denominado “trade-off” busca establecer soluciones robustas y que un plan es robusto si para todos los escenarios, el plan, se encuentra en el “codo” de la curva, y si no se encuentra un plan robusto se utiliza la metodología de análisis de riesgo.

La observación de Osinerqmin se refiere a los valores establecidos por la norma para HDN: mayor que 100 h/M\$, y para MFI: mayor que 15 kWh/\$. Al respecto, en el informe de la PROPUESTA DEFINITIVA se indica lo siguiente:

“5.6.1 Análisis de Congestión y Costos.

En la figura siguiente se grafican los atributos MFI vs HDN. Estos atributos representan las mejoras en congestión de cada Plan comparado con el Plan Base (en kWh u horas, según sea el caso), divididas entre la inversión de cada plan. Según la Norma, se recomienda que el HDN tiene que exceder los 100 h/M\$ y el MFI tiene que exceder los 15 kWh/\$ para que el plan esté justificado.”

Justamente, la pregunta de Osinerqmin se refería a que la Figura 5.12 mostraba que todos los planes, E-A, E-B, E-C, E-D, E-F, E-G, E-H y BASE, tienen MFI inferiores a 5 kWh/\$ y no estarían justificados según la norma.

En conclusión, esta observación no ha sido subsanada.

d) Análisis de Riesgo (metodología MINIMAX)

El COES ha efectuado las correcciones pertinentes.

En conclusión, esta observación ha sido subsanada.

e) Análisis de Confiabilidad N-1

Se ha verificado que el COES ha efectuado las correcciones del caso en el Informe de la PROPUESTA DEFINITIVA.

En conclusión, esta observación ha sido subsanada.

3.1.5. Verificación de Criterios Técnicos de Desempeño**Resumen de las Observaciones planteadas:**

En la verificación de criterios técnicos de desempeño, se efectuaron las siguientes observaciones (numeral 3.1.5. del Informe N° 341-2018-GRT):

- a) En el numeral 5.10.1 “Operación en estado estacionario en condiciones normales”, en el Área Norte, se indica que se está considerando el proyecto de la LT 220 kV Moyobamba-Iquitos (folio 234). Este proyecto está suspendido hasta que se solucione la situación del retiro contractual del concesionario, se reinicie un proceso de licitación y se resuelvan los problemas socio-ambientales experimentados por el concesionario, lo cual pone en duda que se alcance la POC de esta línea en el año 2024. Al respecto, se sugiere que se realice un análisis de sensibilidad, por el retraso de la POC de la referida línea.
- b) En el numeral 5.10.2 “Operación en estado estacionario en contingencia”, con relación al área Centro (folio 251), se menciona que, en horas de máxima demanda, una contingencia en cualquiera de las líneas de 138kV Aguaytía-Pucallpa o Aguaytía-Campo Verde en el año 2024 provocaría una sobrecarga entre 130% y 140% en la otra línea. Se señala también que para solucionar este problema se recurriría a la generación de Reserva Fría de Pucallpa. Al respecto, el COES debe señalar cual sería la evaluación económica de la decisión de despachar unidades de Reserva Fría de Pucallpa hasta la POC de la LT 220 kV Aguaytía-Pucallpa. Otra alternativa a evaluar sería el uso de un esquema especial de protección (rechazo de carga) durante la ausencia del circuito en contingencia.
- c) Ante una falla (contingencia) de la L.T. 500 kV Poroma-Yarabamba, la sobrecarga de la L.T. 220 kV Ica-Nueva Nazca es de 122%, en el escenario Avenida 2024 (mínima demanda) y supera el 120% permitido, de acuerdo a los criterios de operación bajo contingencia, según se muestra en la figura siguiente. Al respecto, el COES debe indicar la medida correctiva a tomar, con el fin de garantizar la confiabilidad y/o seguridad en este sistema.

Contingencia			Elemento monitoreado		2024											
					Avenida					Estiaje						
					Max	Med	Min	Max	Med	Min	Max	Med	Min			
Área	Nombre	kV	Nombre	kV	N	N-1	N	N-1	N	N-1	N	N-1	N	N-1		
Norte	Chimbote - Trujillo	500	Chimbote - Viru	220	71	234	64	202			70	233	59	197	41	147
			Viru - Trujillo Norte	220	56	207	46	175			53	205	42	171	32	129
			Chimbote - Trujillo	220	65	223	57	191			63	221	52	186	37	140
			Chidlayo - Carhuaquero	220			79	120								
	La Niña - Trujillo	500	Chidlayo-Felam	220	27	145	30	138			17	129				
			La Niña - Chidlayo	220	22	126	25	121								
			Chidlayo - Carhuaquero	220	62	147	79	158			41	121	55	125		
			La Niña - Felam	220	20	143	24	137			11	127				
Centro	Aguaytia - CampoVerde	138	Aguaytia-Pucallpa 2do	138	62	137	57	125			62	133	58	128		
	Aguaytia-Pucallpa 2do	138	Aguaytia - CampoVerde	138	68	140	61	123			68	138	62	126		
Sur	Poroma - Yarabamba	500	Poroma - Ocoña	500					84	136						
			Ocoña - San Jose	500					82	132						
			Chilca - Poroma	500						65	135					
			Ica-N.Nasca	220						54	122					
	Yarabamba - Socabaya_2T	220	Moquegua-Socabaya	220								28	135			
			Moquegua-Socabaya	220									28	135		
	El Angel-Ollachea	138	SanGaban-Macusani	138					67	124						



Tabla 5.57 Sobrecarga en líneas (cargas mayores a 120%) ante contingencias, año 2024

- d) Ante la contingencia de desconexión de la L.T. 220 kV Friaspata-Mollepata se produce un colapso de tensión en la zona de Ayacucho (impacto local), en el INFORME se indica que este problema deberá ser solucionado con medidas operativas (folio 249). No obstante, las posibles medidas a tomar deberían ser indicadas en el Plan de Transmisión e inclusive evaluar la posibilidad de una nueva subestación en la zona de Ayacucho aprovechando la cercanía de la L.T. 220 kV Mantaro-Cotaruse.

Resumen de la Respuesta del COES:

En el Informe de Respuestas a las Observaciones (páginas 21 a 24), el COES manifiesta lo siguiente:

- a) Hasta la fecha de cierre de la información para la elaboración del PT 2019-2028 se conocía que el ingreso del proyecto de la línea de 220 kV Moyobamba-Iquitos sería en el año 2022, por lo que este fue considerado en la verificación del desempeño eléctrico del año 2024. A pesar de ello, en la verificación no se observaron problemas en la condición N y N-1 respecto a sobrecargas en elementos de transmisión ni transgresiones de tensión en barras.

Por otro lado, considerando la situación del proyecto, en la sección 5.8 “Evaluación de alternativas de transmisión” para el análisis de la línea de 220 kV Cajamarca-Cáclic-Moyobamba (Segundo Circuito) y los reactores de barra en Cáclic y Moyobamba, se usó como una de las premisas el retraso del proyecto de línea de 220 kV Moyobamba-Iquitos, con el fin de que la solución de planificación no dependa del ingreso de la carga de Iquitos al SEIN.

Al analizar el retraso de este proyecto, se observa un aumento en las tensiones de las barras del área Oriente, las cuales podrán ser controladas a partir de los recursos de reactivos existentes. Asimismo, el aporte de potencia reactiva capacitiva del segundo circuito 220 kV

Cajamarca Norte-Cáclic-Moyobamba será controlado por la conexión de reactores en las barras de Cáclic y Moyobamba.

- b) Las sobrecargas en las líneas Aguaytía-Pucallpa (137%) y Aguaytía-Campo Verde (140%) se observarán solo en contingencias, y cuando éstas ocurren en los periodos de máxima y media demanda. Dado que existen recursos de generación disponibles en la zona de Pucallpa, para atender tales situaciones de sobrecarga, se considera la operación de la Reserva Fría de Pucallpa (capacidad de 46 MW) en periodos cortos, cuando ocurra la contingencia, esto antes del ingreso de la línea de 220 kV Aguaytía-Pucallpa.

No se considera un esquema especial de protección (EEP), cuya actuación deslastrará carga de la zona de Pucallpa, debido que en este caso no será permitido mantener sin suministro a Pucallpa, dado los altos costos que esto implica comparado con la operación de la Reserva Fría. Cabe resaltar que los EEP están diseñados para atender problemas de mayor impacto que ponen en riesgo la seguridad de grandes zonas del sistema que no presentan recursos disponibles para atender tales contingencias.

- c) En la Tabla 5.57 “Sobrecarga en líneas (cargas mayores a 120%) ante contingencias, año 2024”, por error no se escribió el nombre de la contingencia que origina las sobrecargas en la línea de 220 kV Ica-Nueva Nasca y en la línea 500 kV Chilca – Poroma, siendo esta la contingencia de la línea de 500 kV Poroma-Colcabamba. Se corregirá la tabla mencionada dentro del presente informe.

El periodo de mínima demanda del año 2024 se caracteriza por presentar altas transferencias Centro-Sur, alrededor de 1500 MW, debido a que las unidades de generación térmica en el área Sur no operan, como resultado del despacho económico. Para evitar sobrecargas excesivas en la línea de 220 kV Ica-Nueva Nasca, cargas mayores a 120%, se proponen soluciones operativas como el despacho de unidades del Nodo Energético del Sur (centrales termoeléctricas de Puerto Bravo y NEPI). Esta solución operativa se aplicaría en situaciones de contingencia ante la salida de la línea de Poroma-Colcabamba y solo en horas de mínima demanda.

Contingencia		Elemento monitoreado		2024												
				Avenida					Estiaje							
Área	Nombre	kV	Nombre	kV	Max	Med	Min	Max	Med	Min	Max	Med	Min			
Norte	Chimbote - Trujillo	500	Chimbote - Viru	220	71	234	64	202			70	233	59	197	41	147
			Viru - Trujillo Norte	220	56	207	46	175			53	205	42	173	32	129
			Chimbote - Trujillo	220	65	223	57	191			63	221	52	186	37	140
			Chiclayo - Carhuasquero	220			79	120								
	La Niña - Trujillo	500	Chiclayo-Felam	220	27	149	30	138			17	129				
			La Niña - Chiclayo	220	22	126	25	121								
			Chiclayo - Carhuasquero	220	62	147	79	158			41	121	55	125		
Centro	Aguaytía - CampoVerde	138	Aguaytía-Pucallpa 2do	138	62	137	57	125			62	133	58	128		
			Aguaytía - CampoVerde	138	68	140	61	123			68	138	62	126		
Sur	Poroma - Yarabamba	500	Poroma - Ocoña	500				84	136							
			Ocoña - San Jose	500				82	132							
	Poroma - Colcabamba	500	Chilca - Poroma	500				65	135							
			Ica-N.Nasca	220				54	122							
	Yarabamba - Socabaya_2T	220	Moquegua-Socabaya	220							28	135				
			Moquegua-Socabaya	220							28	135				
El Angel-Ollachea	138	SanGaban-Macusani	138					67	124							



- d) La solución al problema indicado debe ser estudiada en el ámbito del Plan de Inversiones de Transmisión o en el de la planificación de las Instalaciones de Transmisión de Conexión. Para este último caso, la planificación se realizará cuando se incluya el Área de Demanda 5, (Ayacucho, Cangallo, Huanta y Mollepata) en dicho proceso, de acuerdo a la priorización que se establezca en coordinación con Osinerghmin.

Análisis de Osinerghmin:

- a) El COES señala que el proyecto de la LT 220 kV Moyobamba-Iquitos fue considerado en la verificación del desempeño eléctrico del año 2024, no observándose problemas de sobrecargas o de tensiones en barras en las condiciones N y N-1. Sin embargo, dado el retraso de esta línea, ella no fue considerada en el análisis del segundo circuito de la LT 220 kV Cajamarca-Cáclic-Moyobamba, tal que su inclusión no depende del ingreso de la carga de Iquitos al SEIN.

El retraso del proyecto en cuestión influye en el balance de potencia reactiva, produciéndose aumento de tensiones que pueden controlarse con los recursos reactivos existentes. El nuevo circuito tendrá sus propios reactores para controlar la potencia reactiva capacitiva adicional.

En conclusión, dado el sustento desarrollado por el COES, se considera que esta observación ha sido subsanada.

- b) El COES considera que las sobrecargas de las líneas Aguaytía-Pucallpa (137%) y Aguaytía-Campo Verde (140%) durante situaciones de contingencia pueden ser resueltas con la generación termoeléctrica disponible en Pucallpa, descarta, además, un esquema de rechazo de carga para Pucallpa.

La premisa del COES es que las protecciones de las líneas sobrecargadas no actuarán en casos de sobrecarga y que las líneas deberán soportar esta condición el tiempo que tome el arranque y toma de carga de los grupos termoeléctricos. Posiblemente, esto no será posible y se interrumpa completamente el servicio a Pucallpa ante este tipo de contingencias. La solución operativa sería rechazar carga,

simultáneamente con la desconexión de la línea fallada, para aliviar la sobrecarga de la línea sin falla y mantener el servicio eléctrico de forma parcial a la ciudad de Pucallpa, esto mientras se repone la línea fallada (caso de una falla fugaz) o se operan los grupos termoelectrónicos (caso de una falla de mayor duración).

Se considera parcialmente subsanada la observación, con la recomendación operativa de emplear el rechazo de carga parcial en Pucallpa.

- c) El COES señala que es la contingencia en la LT 500 kV Poroma-Colcabamba (no en la LT 500 kV Poroma – Yarabamba) la que causa las sobrecargas de la LT 220 kV Ica – Nueva Nazca y de la LT 500 kV Chilca – Poroma, y se verificó la corrección de este error en la PROPUESTA DEFINITIVA. Estas sobrecargas se dan en las horas de mínima demanda, en las que el sistema centro transfiere al sistema sur alrededor de 1500 MW (año 2024), por lo que las medidas operativas que considera es una menor transferencia poniendo en operación unidades de generación en Puerto Bravo e Ilo.

En conclusión, dado el sustento desarrollado por el COES, se considera que esta observación ha sido subsanada.

- d) El COES señala que las medidas operativas para evitar el colapso de tensión en la zona de Ayacucho en caso de contingencia en la LT Friaspata – Mollepata, deberían ser consideradas en el Plan de Inversiones de Transmisión del Área de Demanda 5 o en la planificación de las ITC del Área de Demanda 5.

En conclusión, dado el sustento desarrollado por el COES, se considera que esta observación ha sido subsanada.

3.1.6. Base de Datos DigSilent

Resumen de las Observaciones planteadas:

En relación a la Base de Datos DigSilent, se efectuaron las siguientes observaciones (numeral 3.1.6. del Informe N° 341-2018-GRT):

El modelamiento de la L.T. 220 kV Chiclayo-Carhuaquero 2° circuito considera una capacidad de 450 MVA (1180 A), para la secuencia positiva, su impedancia modelada equivale al 50% de la impedancia de la línea existente 220 kV Chiclayo-Carhuaquero la cual tiene una capacidad de 150 MVA (394 A) y para secuencia cero ambas líneas tienen la misma impedancia. Para tal efecto, las impedancias de las mencionadas líneas se muestran en las siguientes figuras:

Al respecto, se requiere que el COES presente los sustentos de los valores de la impedancia asumida para la nueva línea 220 kV Chiclayo – Carhuaquero (2do circuito).

Resumen de la Respuesta del COES:

En el Informe de Respuestas a las Observaciones (página 25), el COES manifiesta lo siguiente:

La nueva LT 220 kV Chiclayo-Carhuaquero, propuesta inicialmente en el Plan de Transmisión de Largo Plazo, tiene una impedancia cercana a la mitad de la impedancia de la línea existente debido que presenta una configuración de dos (2) conductores por fase. Por otra parte, los parámetros eléctricos de secuencia cero están en función de los cables de guarda y disposición de conductores, entre otros, por lo que los valores incluidos en las impedancias son aproximados. En general, los parámetros eléctricos de las líneas propuestas presentan valores de impedancia referenciales.

Análisis de Osinerghmin:

Al respecto, dado que la LT Chiclayo- Carhuaquero 2° circuito corresponde a una línea con dos (2) conductores por fase, por tanto, resulta razonable que la impedancia de la nueva línea sea equivalente al 50% del valor de la línea

existente. No obstante, esta configuración debería reflejarse en el Anteproyecto respectivo dado que dicho proyecto fue incluido en el Plan Vinculante.

En conclusión, esta observación ha sido subsanada.

3.1.7. Fenómenos de Resonancia Subsíncrona en el SEIN

Resumen de las Observaciones planteadas:

En relación a los fenómenos de resonancia subsíncrona en el SEIN, se efectuaron las siguientes observaciones (numeral 3.1.7. del Informe N° 341-2018-GRT):

Se menciona que en el segundo semestre del año 2016 se presentó un problema en la C.T. de Puerto Bravo que no le permitía operar debido a la presencia de oscilaciones de baja frecuencia, habiéndose presentado daños en los ejes de las turbinas a gas (folio 280). Los estudios posteriores llevados a cabo por el fabricante de las máquinas, determinaron que la causa del problema fue la ocurrencia de un fenómeno de Resonancia Subsíncrona (RSS).

Como medida de urgencia para la mitigación de los riesgos en las unidades térmicas conectadas a 500 kV a ser afectadas por el fenómeno de RSS, el COES dispuso, en febrero de 2017, inhabilitar el Banco de Capacitores Serie de 80,2 ohmios asociada a la línea 500 kV Chilca – Poroma, ubicada en la S.E. Poroma. Cabe señalar que este hecho reduce la capacidad de transmisión de la línea aumentando el riesgo ante una falla de las otras líneas de 500 KV que conectan al Sistema Sur.

Por lo que, para controlar este problema RSS, es necesario que el COES presente como parte de la propuesta definitiva, los resultados de las tecnologías de mitigación de la RSS aplicables al SEIN.

Resumen de la Respuesta del COES:

En el informe de Respuestas a las Observaciones (páginas 26 a 28) el COES manifiesta lo siguiente:

A la fecha se han realizado los siguientes estudios especializados, encomendados o con participación del COES, para el análisis del fenómeno de Resonancia Subsíncrona (RSS) y determinación de las medidas de mitigación de RSS en el SEIN, dentro del periodo de planificación con inicio en el año 2022:

- Informe (Report N° R1489.01.01) “Sub-synchronous Resonance Study for the Peruvian Interconnected Power System in Year 2022 – Analysis and Selection of Mitigation Actions” (Estudio de Resonancia Subsíncrona del Sistema Eléctrico Interconectando Peruano en el año 2022 – Análisis y Selección de Medidas de Mitigación) elaborado por Trans Grid

Solutions Inc. (TGS) a pedido del Banco Mundial con participación del COES. Versión final remitida en mayo del 2018.

- Informe “Estudio de Resonancia Subsíncrona del SEIN – Periodo Avenida 2022” elaborado por Electrical Studies Consultant s.l. (ESC) a pedido del COES. Versión remitida en setiembre del 2018.

Respecto al diagnóstico del fenómeno de RSS, los estudios indicaron un riesgo de RSS en el año 2022 para las unidades de generación térmica principalmente conectadas en el corredor de transmisión de 500 kV y 220 kV del área Sur (CCTT Puerto Bravo, NEPI e Ilo 2 TV). También se demuestra que la medida temporal de by-pass del banco de capacitores serie (BCS) de la línea de 500 kV Chilca-Poroma de 80,2 ohmios resulta insuficiente para evitar el fenómeno de RSS.

Las medidas de mitigación propuestas en la planificación se separan en función de su necesidad en el mediano plazo y largo plazo. Para el mediano plazo, con el ingreso de las líneas de transmisión de 500 kV Carapongo-Yanango, Yanango-Colcabamba, Huánuco-Yanango, se requiere la inhabilitación de los BCS de las líneas de 500 kV Chilca-Poroma y Poroma-Ocoña. Con el ingreso del Gasoducto Sur Peruano (GSP), se podrá inhabilitar todos de los BCS, como medida de mitigación amplia, dado que se prevé el despacho pleno de las unidades de generación del Nodo Energético del Sur y las transferencias Centro-Sur serán bajas. En el largo plazo, con mayores transferencias Centro-Sur en los corredores de transmisión debido a las interconexiones internacionales, como lo propuesto por el SINEA, se requerirá de la implementación de un control TCSC (Thyristor Controlled Series Capacitor) sobre BCS del sistema. De manera preliminar, se verificó que la implementación de un control TCSC en el BCS existente de la línea de 500 kV San José – Montalvo de 25,3 ohmios, el cual está cercano a las unidades de generación de Puerto Bravo y NEPI, incluido dos controladores de amortiguamiento subsíncrono sintonizados para las frecuencias de modo torsional de cada máquina, permite eliminar el riesgo de RSS. Estas medidas serán verificadas en estudios específicos que se realicen para ese fin.

A manera de Hoja de Ruta, a continuación, se indican los estudios especializados que se requerirán para estudiar de manera exhaustiva estas medidas operativas, que en función de los escenarios en que se utilizarán, servirán para definir la fecha en que se requerirá dicha solución definitiva:

1. Estudio de Medidas de Mitigación Operativas del Riesgo de Resonancia Subsíncrona en las unidades de la Zona Sur del SEIN.
2. Estudio de Factibilidad Técnica de la Medida de Mitigación de RSS mediante la Implementación de un Control de TCSC (Thyristor Controlled Series Capacitors).

En el numeral 5.14 (Fenómeno de Resonancia Subsíncrona en el SEIN y Medidas de Mitigación) de la Propuesta Definitiva, se está incluyendo una revisión de los antecedentes del fenómeno de Resonancia Subsíncrona (RSS), y el avance en cuanto al estudio de las medidas de mitigación de RSS (mediano plazo) así como de la solución definitiva al problema (largo plazo), todo ello dentro del periodo de estudio.

Análisis de Osinerghmin:

Se considera subsanada la observación ya que el COES está realizando los estudios pertinentes, por lo que en la próxima actualización del Plan de Transmisión se deberá proponer soluciones que mitiguen el problema de resonancia subsíncrona.

3.1.8. Visión de Largo Plazo del Sistema en 500 kV**Resumen de las Observaciones planteadas:**

En relación a la visión de largo plazo del sistema 500 kV se efectuaron las siguientes observaciones (numeral 3.1.8. del Informe N° 341-2018-GRT):

Como visión de largo plazo de la evolución del sistema a 500 kV del SEIN, considerando las restricciones geográficas del Perú, se plantea una estructura del sistema de transmisión troncal del SEIN a 500 kV con ejes a lo largo de la Costa, y/o a lo largo de la Selva Alta, complementados con enlaces transversales que surcarán los Andes con tramos relativamente cortos formando anillos.

Al respecto, la visión de Largo Plazo del Sistema de Transmisión en 500 kV del SEIN garantizaría la confiabilidad del sistema y facilitaría el acceso de los grandes proyectos de generación hidráulica de la zona oriental de la cordillera. Sin embargo, se observa que dichos proyectos se han realizado sin considerar el objetivo primordial de dicha visión, muestra de ello, es la variedad de capacidad de transmisión de las líneas en 500 kV instaladas a la fecha, como se muestra en el siguiente cuadro:

Capacidad de transmisión de las LT 500 kV

Empresa	Código	Línea de Transmisión	Amp	MVA
TRM	L-5006	Carabayllo - Chimbote	693	600
TRM	L-5008	Chimbote - Trujillo Nueva	693	600
TRM	L-5010	Trujillo Nueva - La Niña	809	701
TRM	L-5001	Chilca Nueva - Carabayllo	1000	866
TRM	L-5011	Chilca - CTM - Fenix	706	611
TRM	L-5013	Chilca CTM - Olleros	693	600
ATS	L-5032	Chilca - Poroma	971	841
ATS	L-5034	Poroma - Ocoña	971	841
ATS	L-5036	Ocoña - San José	971	841
ATS	L-5037	San José - Montalvo	971	841
TRM	L-5033	Poroma - Yarabamba	1618	1400
TRM	L-5035	Yarabamba - Montalvo	1618	1400

Al respecto, se sugiere que el COES revise la necesidad de normalizar la capacidad de las líneas de transmisión en 500 KV para dar mayor flexibilidad operativa al sistema de transmisión del SEIN.

Resumen de la Respuesta del COES:

En el Informe de Respuestas a las Observaciones (página 29), el COES manifiesta lo siguiente:

Las capacidades utilizadas en los modelos, para los proyectos existentes y comprometidos, son las capacidades contractuales que se tienen a la fecha de cierre de información para el análisis del Plan de Transmisión. Mientras que en las capacidades de proyectos futuros se utiliza una normalización para proyectos de 500 kV como para los de 220 kV, con capacidades de 1400 MVA y 450 MVA respectivamente, tal como lo indica el numeral 1.3 del procedimiento técnico PR 20 del COES.

Por otro lado, se aclara que las Líneas de Transmisión del cuadro indicado en su mayoría fueron propuestas en el Plan Transitorio o corresponden a proyectos privados de generadores, siendo solo las dos últimas resultado de un Plan de Transmisión propuesto por el COES (PT 2013-2022). Esta es la razón por la cual sólo las dos últimas cuentan con una capacidad normalizada de 1400 MVA.

Análisis de Osinerqmin

Tal como señala el COES, para los futuros proyectos de transmisión se utilizará una capacidad normalizada para las líneas de 500 kV como para los de 220 kV, que corresponden a 1400 MVA y 450 MVA, respectivamente. No obstante, se recomienda que en las futuras actualizaciones del Plan de Transmisión se incluya como opciones la repotenciación de las líneas existentes de 500 kV cuya capacidad sean menores a 1000 MVA, con el fin de alcanzar la estandarización de capacidades de las líneas de 500 kV en el largo plazo.

En conclusión, esta observación ha sido subsanada.

3.2. Observaciones a los Proyectos Vinculantes

3.2.1. Información Incompleta

Resumen de las Observaciones planteadas:

En relación a los anteproyectos se efectuó la siguiente observación (numeral 3.2.1. del Informe N° 341-2018-GRT):

- Respecto a los Anteproyectos de los Proyectos Vinculantes: 1) Segundo Circuito de 220 kV Montalvo - Moquegua y Ampliación de las Subestaciones Asociadas; 2) Instalación de compensación reactiva (específicamente, Reactor de Barra de 1x50 MVAR - 220 kV en la SET Cajamarca Norte); y 3) Reemplazo de interruptores de 220 kV en la SET Socabaya, se observa que la información presentada tiene carácter preliminar, observándose que, por ejemplo, no contiene el cronograma de actividades correspondiente. Al respecto, se debe presentar la versión final de dichos Anteproyectos, considerando el numeral 23.1 de la RM 129-

2009.

- En el Volumen I de la propuesta se hace mención a los proyectos 1) Enlace 220 kV Cajamarca - Cállic – Moyobamba y 2) Reactor de Barra de 1x20 MVAR - 220 kV en la SET Azángaro, sin embargo, en el Volumen III se hace mención al proyecto 1) Segundo Circuito en la Línea de Transmisión en 220 kV Cajamarca Norte - Cállic - Belaunde Terry y 2) Compensación Reactiva Inductiva en 220 kV de 20 MVAR en la SET Pumiri. Al respecto, se debe actualizar la denominación de las subestaciones Moyobamba y Azángaro con Belaunde Terry y Pumiri respectivamente y uniformizar dichos nombres en todos los volúmenes y/o anexos.
- Respecto a los Anteproyectos de los Proyectos Vinculantes que fueron presentados (7 Anteproyectos), se observa que no se ha presentado los archivos fuente (archivos de sustento y/o cálculo) que permitan validar la información mostrada. Al respecto, se requiere que el COES complemente la información faltante.
- Respecto a los Anteproyectos de los Proyectos Vinculantes: 1) Tercer Circuito en la Línea de Transmisión en 220 kV Chilca REP - Independencia y 2) Subestación Nueva Tumbes 220/60 kV - 65 MVA y Línea en 60 kV Nueva Tumbes - Tumbes, se observa que no se ha presentado la información siguiente: i) estimaciones de las condiciones ambientales a ser consideradas para el diseño (vientos, temperaturas, altitudes, nivel isoceraúnico, etc.) a lo largo de su ruta y ii) descripción de las áreas con posibles restos arqueológicos y otras fuentes de conflictos medioambientales potenciales. Al respecto, se debe regularizar la inclusión de dichos aspectos en los anteproyectos, conforme se señala en el literal f) del numeral 23.1 de la RM 129-2009.
- Respecto al Anteproyecto del Proyecto Vinculante “Compensación Reactiva Inductiva en 220 kV de 20 MVAR en las Subestaciones Puno y Pumiri”, se observa que el cronograma presentado no permite identificar las actividades predecesoras y sucesoras de otras actividades que conforman el proyecto. Al respecto, se debe mejorar el cronograma presentado, mediante un diagrama de Gantt, de modo que se visualice claramente la duración total del proyecto, así como también todas actividades involucradas en el proyecto.

Resumen de la Respuesta del COES:

En el Informe de Respuestas a las Observaciones (página 31), el COES manifiesta lo siguiente:

- En la Propuesta Definitiva se está incluyendo la versión final de los Anteproyectos indicados.
- En la Propuesta Definitiva se ha uniformizado la denominación de los nombres de las subestaciones indicadas.
- En la Propuesta Definitiva se incluye los archivos fuente solicitados.
- En el caso del Proyecto Vinculante 1) Tercer Circuito en la Línea de Transmisión en 220 kV Chilca REP – Independencia, cabe señalar que en la Propuesta de Actualización del Plan de Transmisión sí se incluyó las características climatológicas y las correspondientes al trazo de la ruta de línea, del cual 146 km se encuentran preparados con las ménsulas libres

para admitir el 3er circuito y 23 km se ha diseñado como un circuito independiente debido a problemas de servidumbre y contaminación salina.

En el caso del Proyecto Vinculante 2) Subestación Nueva Tumbes 220/60 kV – 65 MVA y Línea en 60 kV Nueva Tumbes - Tumbes, cabe precisar que en el Anteproyecto se prevé enlazar la subestación Nueva Tumbes 220/60 kV con la línea en 60 kV Puerto Pizarro – Zarumilla de propiedad de ENOSA, con la que, se coordinó el punto de seccionamiento. La longitud de dicho enlace es de solo 2 km; no obstante, en el Vol. II Líneas de Transmisión se ha incluido el numeral 3.4 con una breve descripción de las características de la ruta de línea con los posibles impactos ambientales.

- En la Propuesta Definitiva se está incluyendo un cronograma con el plazo de ejecución del proyecto.
- En la Propuesta Definitiva se está corrigiendo lo observado.

Análisis de Osinerqmin:

Se ha verificado que se han absuelto las observaciones sobre la información incompleta.

De otro lado, en el Plan Vinculante 2024 de la PROPUESTA DEFINITIVA, el COES ha incluido dos proyectos nuevos:

- LT 220 kV Reque – Carhuaquero Nueva.
- Subestación Nueva Tumbes 220/60 kV - 75 MVA y Línea en 60 kV Nueva Tumbes – Tumbes.

Sin embargo, el COES no ha incluido el Anteproyecto de la LT 220 kV Reque – Carhuaquero Nueva.

En conclusión, esta observación ha sido parcialmente subsanada.

3.3. Observaciones a los Proyectos no incluidos como Proyectos Vinculantes

3.3.1. Información Incompleta

Resumen de Observaciones planteadas:

Con relación a la información incompleta de los Proyectos no incluidos como Proyectos Vinculantes, se efectuaron las siguientes observaciones (numeral 3.3.1. del Informe N° 341-2018-GRT):

- Respecto a los Anteproyectos de los proyectos no incluidos como proyectos vinculantes se debe ampliar la información mostrada como el diagnóstico, dado que la información que se muestra no describe objetivamente la problemática del diagnóstico con la que se vincula.

- Respecto a los Anteproyectos de proyectos no incluidos como proyectos vinculantes (incluido el proyecto ITC Línea de Transmisión de 220 kV Chira - Nueva Colán y Nueva Subestación Colán de 220/60/22.9 kV de 100 MVA con Enlaces de 60 kV), se observa que no se ha presentado las capacidades resultantes de la instalación para las condiciones operativas previstas, las especificaciones técnicas básicas de equipos e instalaciones y la fecha o hito para la entrada en servicio comercial. Al respecto, se debe regularizar la inclusión de dichos aspectos, conforme se señala en los literales b), d) y g) del numeral 22.2 de la RM 129-2009.

Respecto a la información incompleta de los Proyectos no incluidos como Proyectos Vinculantes, debe presentarse según lo estipulado en el literal d) del numeral 22.2 del Artículo 22° de la RM 129-2009.

Resumen de la Respuesta del COES:

En el Informe de Respuestas a las Observaciones (página 32), el COES manifiesta lo siguiente:

- Respecto al diagnóstico de los proyectos no incluidos como proyectos vinculantes, estos se justifican mediante el análisis mostrado en el capítulo 4.2.2 “Análisis de Congestionamientos en el Año 2028” del Informe del Plan de Transmisión.
- Respecto a los proyectos no incluidos como proyectos vinculantes, en la PROPUESTA DEFINITIVA se han complementado las especificaciones técnicas generales correspondientes a líneas de transmisión. Por otro lado, se precisa que, al ser proyectos no vinculantes, no se realiza un análisis preciso de fecha requerida, puesto que son proyectos de largo plazo que tienen mucha incertidumbre, es por eso que solo se los considera como requeridos en el año horizonte (2028). Además, estos proyectos serán revisados nuevamente en la siguiente Actualización del Plan de Transmisión.

Análisis de Osinerqmin:

Se ha verificado que se ha incluido la información faltante de estos anteproyectos.

En conclusión, esta observación ha sido subsanada.

3.4. Otras observaciones

Resumen de Observaciones planteadas:

Con relación a otras observaciones se efectuaron las siguientes observaciones (numeral 3.4. del Informe N° 341-2018-GRT):

- a) No se ha presentado la relación de las instalaciones del Sistema de Transmisión que deberá salir fuera de servicio en el período de análisis. Por ejemplo, el tramo de línea en 220 kV comprendida entre la SE Industriales y la SE San Juan, que quedara fuera de servicio luego de implementada la configuración mostrada en la Figura 8.9 “Topología 4 – 2da etapa” (folio 313).
- b) Respecto al “*Proyecto 2, Enlace Cajamarca-Caclic-Moyobamba (Segundo Circuito)...*” (página 28), el cual se justifica aduciendo incremento de la demanda en la zona de influencia de la línea y del criterio de contingencia N-1; debemos indicar que el primer circuito fue puesto en servicio en octubre del 2017 y que a la fecha esta línea está con baja carga que en promedio no supera el 20% de su capacidad y también ya cumple con el criterio de confiabilidad de N-1 pues en la actualidad se cuenta operando en anillo con la L.T. en 138 kV que llega a la SE Moyobamba desde la SE Tingo María mediante la L.T. Tingo María-Aucayacu-Tocache–Juanjui-Bellavista-Picota-Tarapoto-Moyobamba.

Se debería reforzar las líneas de transmisión en 138 kV, que es donde se presentarían las sobrecargas, (L.T. Tingo María-Aucayacu-Tocache) toda vez que el instalar la segunda terna de la L.T. Cajamarca Norte – Caclic - Moyobamba implica una inversión adicional por la instalación de los conductores, las celdas y la compensación reactiva. Comparando las alternativas, la instalación de la segunda terna de la L.T. 220 kV Cajamarca Norte – Caclic - Moyobamba implica una inversión aproximada de US \$ 22,4 millones y el reforzamiento de la L.T. Tingo María – Aucayacu - Tocache en 138 kV implica una inversión de aproximadamente US\$ 2 millones. Además, otra alternativa por evaluar sería el enlace en 220 kV Tingo María – Moyobamba, que también solucionaría el problema detectado.

Por lo dicho, no se justificaría que se instale la segunda terna de la L.T. 220 kV Cajamarca Norte-Caclic-Moyobamba y los reactores asociados como parte del Plan Vinculante.

- c) Respecto al “*Proyecto 1, Enlace 220 kV Chilca REP-Independencia...*” (página 28) consideramos que es inviable la propuesta de la instalación de la segunda terna en las líneas L.T. Chilca- Desierto (L-2091) y Desierto - Independencia (L-2208), puesto que estas líneas han superado los 30 años de vida, que es el tiempo que se considera como tiempo de vida útil (de acuerdo al literal b del Artículo N° 126 “Calculo de anualidad de la inversión” del Reglamento de Transmisión) y de otro lado las estructuras de esta línea han sido afectadas por la corrosión, tal como lo menciona el COES en su INFORME y que el 9% de estructuras han debido de remplazarse por estructuras de madera.

Por tanto, no es recomendable que se instale la segunda terna en las líneas existentes (L-2091 y L-2208). Por ello, sugerimos evaluar la alternativa de conexión en “pi” de la S.E. Independencia mediante un autotransformador 500/220 kV a la L.T. 500 kV Chilca-Poroma.

Asimismo, el COES debería tener en cuenta que la mayoría de los Refuerzos aprobados en planes anteriores no se han concretado e incluso algunos de ellos fueron retirados mediante Resolución Ministerial N° 562-2016-MEM/DM, que aprobó el último Plan de Transmisión 2017-2026, habida cuenta que el proyecto “Enlace 220 kV Chilca REP – Independencia (Tercer circuito)” sería tratado como Refuerzo conforme lo propone el COES.

- d) De las Tablas 4.21 y 4.22 (folio 105) “sobrecargas al año 2028. Escenarios con priorización de generación en el Norte-Sur y el Centro...”, se desprende que se está considerando el Proyecto “L.T 220 kV Machupicchu - Quencoro - Onocora - Tintaya y Subestaciones”, concesionada a la empresa ATN3 S.A. El referido proyecto actualmente se encuentra paralizado, sin conocer la fecha de reinicio, por lo que el análisis de sobrecarga debería realizarse con y sin el mencionado proyecto.
- e) En la página 27 del INFORME se muestra la tabla siguiente del Plan Vinculante de Transmisión.

Plan Vinculante de Transmisión	
Proy. 1 Enlace 220 kV Chilca REP - Independencia (Tercer Circuito), subestaciones, líneas y ampliaciones asociadas. ⁽¹⁾	
Proy. 2 Enlace 220 kV Cajamarca - Cáclic - Moyobamba (Segundo Circuito), subestaciones, líneas y ampliaciones asociadas, que comprende: ⁽¹⁾⁽²⁾	
LT 220 kV Cajamarca - Cáclic – Moyobamba	
Reactores de Barra 220 kV de 25 MVAR en la SE Cáclic	
Reactores de Barra 220 kV de 15 MVAR en la SE Moyobamba	
Proy. 3 Enlace LT 220 kV Montalvo - Moquegua (Segundo Circuito), subestaciones, líneas y ampliaciones asociadas, que comprende: ⁽³⁾	
LT 220 kV Montalvo - Moquegua	
Reconexión de LT 220 kV Moquegua - Los Héroes a LT 220 kV Montalvo - Los Héroes	
Proy. 4 Reactor de Barra 220 kV de 1x20 MVAR en la SE Puno⁽³⁾	
Proy. 5 Reactor de Barra 220 kV de 1x20 MVAR en la SE Azángaro⁽³⁾	
Proy. 6 Reactor de Barra 220 kV de 1x50 MVAR en la SE Cajamarca Norte⁽³⁾	
Proy. 7 Reemplazo de Interruptores de 220 kV en la SE Socabaya para energización de transformadores⁽³⁾	
<small>(1) Línea preparada para la instalación de una tema adicional.</small>	<small>SE: Subestación Eléctrica</small>
<small>(2) Sustentado por el criterio N-1 de la Norma.</small>	<small>LT: Línea de Transmisión</small>
<small>(3) Sustentado por análisis eléctricos (Art. 14.3 del Reglamento de Transmisión).</small>	
Costo de Inversión US\$ 80 Millones	

Tabla 1.1 Plan Vinculante.

Al respecto, se debe señalar que la LT Carhuaquero – Cajamarca Norte – Caclic – Moyobamba en 220 kV ha entrado en servicio en noviembre de 2017 y el ingreso de esta línea ha incrementado la necesidad de absorber reactivos del sistema para mantener los niveles de tensión provocando que se cope la capacidad en el lado inductivo del SVC de la SE Cajamarca Norte, por ello el reactor de 1x50 MVAR (que se encuentra en el Plan Vinculante y debe entrar en servicio el año 2019) ha debido estar incluido en la responsabilidad del Concesionario CCNCM; sin embargo, el COES en el estudio de pre operatividad (EPO) y estudio de operatividad (EO) aprobado, los mismos que se realizaron con horizonte de estudio de 10 años, indicó que este reactor no era necesario.

Al respecto, se requiere que el COES explique las razones por las cuales, indicó en el EPO que no era necesario el reactor en mención, pero en esta oportunidad si las considera como parte del Plan de Transmisión 2019-2028.

- f) En la página 226 del INFORME, se tiene como una de las propuestas de nuevas instalaciones por criterios de seguridad, calidad y fiabilidad del SEIN, el proyecto: “Reactores de barra 220 kV de 1 x 20 MVAR en la SE Azángaro y 1 x 20 MVAR en la SE Puno”, que se encuentran en el Plan Vinculante y que estarían en servicio el año 2019.

Es del caso señalar que, de acuerdo al análisis efectuado al momento de aprobar, por parte del COES, los estudios de pre operatividad (EPO) y operatividad del proyecto LT 220 kV Pumiri (Azángaro Nueva) – San Román (Juliaca Nueva) – Puno, el cual ingresó en servicio en abril de 2018, no se consideró los citados reactores, a pesar que dichos estudios tienen un horizonte de 10 años; en todo caso, se debió instalar dichos equipos en el referido proyecto y no incluirlo en el Plan Vinculante 2024.

Al respecto, se requiere que el COES explique las razones por las cuales, indicó en el EPO que no eran necesarios los reactores en cuestión, pero en esta oportunidad si las considera como parte del Plan de Transmisión 2019-2028.

- g) El COES menciona que en el sistema de transmisión base se ha considerado todos los proyectos de los planes de transmisión aprobados (ver folio 82), sin embargo, la conexión en 220 kV entre la SE Montalvo y la SE Moquegua no fue considerada tal como estaba prevista en el Contrato SGT “LT 500 kV Mantaro-Marcona-Socabaya-Montalvo”, dado que dicha conexión se ha considerado como una línea de simple terna de 220 kV en lugar de una línea de doble terna.

Esta situación origina que se incluya el segundo circuito Montalvo – Moquegua en 220 kV en el Plan de Transmisión 2019-2028, a fin de mejorar la confiabilidad de la zona sur.

De mantenerse el segundo circuito Montalvo – Moquegua en 220 kV en el Plan Vinculante 2024 y luego se implemente como un refuerzo (tal como lo plantea el COES), los usuarios del SEIN se verían perjudicados, dado que en las tarifas se estarían remunerando doblemente una misma instalación.

Al respecto, en el INFORME sólo se debería recomendar que resulta necesario la implementación del segundo circuito Montalvo – Moquegua en 220 kV, a fin de que el Ministerio de Energía y Minas inicie las acciones pertinentes para que se cumpla a cabalidad el contrato SGT “LT 500 kV Mantaro-Marcona-Socabaya-Montalvo” y por consiguiente no perjudicar a los usuarios del SEIN, habida cuenta no existe una adenda debidamente suscrita que avale la modificación del alcance del referido contrato.

Resumen de la Respuesta del COES:

En el Informe de Respuestas a las Observaciones (páginas 33 a 49), el COES manifiesta lo siguiente:

- a) Para evaluar la necesidad y el plazo de mantener en uso las instalaciones de transmisión comprendidas en el Sistema Garantizado de Transmisión, según indica el literal d) del numeral 22.2 del Artículo 22° de la Ley 28832, como parte de la campaña de información del Plan de Transmisión, se solicitó al MINEM las fechas de inicio y fin de las concesiones vigentes del SGT, pero a la fecha no se ha obtenido respuesta al respecto.

Respecto al ejemplo del tramo de línea en 220 kV entre las SSEE Industriales y San Juan, se aclara que la propuesta de su desconexión es sólo una medida operativa, y que es posible que en el futuro se pueda requerir que opere nuevamente.

- b) La línea existente de 220 kV Cajamarca Norte-Cáclic-Moyobamba presenta una capacidad de 220 MVA, por lo que, una carga actual de 20% significa aproximadamente 40 MW en flujo de potencia activa de esta línea. La carga de esta línea será mayor cuando se aplique como medida operativa la apertura del tramo de 138 kV Picota- Tarapoto. Esta medida operativa resulta necesaria en el corto plazo para evitar la sobrecarga de las líneas de 138 kV Tingo María – Aucayacu y Aucayacu – Tocache. Esto permitirá que el abastecimiento de las cargas de Tarapoto y Moyobamba no dependa del desempeño de la línea de 138 kV que viene desde Tingo María.

Para el año 2024, el área de Oriente del SEIN presenta las siguientes demandas en las SSEE: Cáclic con 9 MW, Moyobamba con 20 MW, Tarapoto con 41 MW, Bellavista con 7 MW, Juanjuí con 3 MW, Tocache con 6 MW y Aucayacu con 1 MW. Como se observa, esta área presenta un centro de carga ubicado cerca de la SE Tarapoto, por lo que sería naturalmente atendida en la condición N desde la red de 220 kV, específicamente a partir del punto de suministro de 220 kV en Moyobamba. Con el ingreso del segundo circuito de la línea 220 kV Cajamarca Norte-Caclic-Moyobamba, se mejorará el soporte de tensión del área contando además con una capacidad de transmisión de 2×220 MVA.

En caso no se desarrolle el segundo circuito de 220 kV Cajamarca Norte-Caclic- Moyobamba, no será posible atender el sistema para la condición N-1 a partir del eje 138 kV Tingo María-Tarapoto dado que se presentarían colapsos de tensión ante contingencias de líneas de 220 kV y la línea de 138 kV Moyobamba-Tarapoto.

Respecto a la propuesta de un enlace de 220 kV entre Tingo María – Moyobamba (con 480 km de longitud), este fue analizado preliminarmente, pero resultaba mucho más caro que la segunda terna de la LT 220 kV Cajamarca – Cáclic – Moyobamba, que tiene menor longitud (269.43 km) y cuyas estructuras ya están preparada para este fin.

- c) Al respecto, cabe señalar que, como parte de las coordinaciones con el titular de las instalaciones correspondientes, no hubo objeciones técnicas a la implementación del proyecto de tercer circuito 220 kV Chilca – Independencia. Además, se indicó que en las zonas de mayor agresividad del clima (contaminación salina, humedad, etc.) los

componentes de la línea de transmisión han sido reemplazados y en donde la agresividad es menor los componentes cuentan con el mantenimiento preventivo correspondiente, en el marco del compromiso que tiene el titular con el Estado peruano en su periodo de concesión.

Asimismo, como parte del alcance del proyecto del tercer circuito 220 kV Chilca - Independencia, en la zona de alta contaminación salina (vértices V-08A – V-25B de 22 km), se ha previsto la implementación de estructuras nuevas.

De otro lado, con el ingreso del proyecto se atenderá la seguridad del área Centro ante contingencias y se permitirá mayores transferencias de potencia entre las áreas Centro y Sur, sin limitación por sobrecarga de líneas existentes de 220 kV Chilca – Independencia. También, del análisis de seguridad realizado en el eje de 220 kV Chilca – Independencia y el eje de 500 kV Chilca – Poroma para el año 2028, no se observan transgresiones en las tensiones de barra, ni sobrecargas en líneas de transmisión que se encuentren fuera de los límites permitidos ante contingencias. La solución de la nueva SET Independencia 500/220 kV no produce una mejora efectiva en estos aspectos.

- d) De las simulaciones realizadas sin el proyecto “L.T 220 kV Machupicchu - Quencoro - Onocora - Tintaya y Subestaciones”, se ratifica la necesidad de su implementación, puesto que de no realizarse se sobrecargarían las instalaciones de 138 kV paralelas.

De la información disponible sobre la situación de dicho proyecto, se deduce que el Contrato de Concesión sigue vigente y por lo tanto se espera que se ejecute. La información indicada, de la Unidad de Supervisión de Inversión en Electricidad de Osinermin, se muestra a continuación:

- En diciembre de 2016, ATN3 solicitó la segunda modificación de la concesión definitiva para desarrollar la actividad de transmisión de energía eléctrica de LT, a fin de que se modifique la ubicación y la longitud de esta línea de transmisión debido a que:
 1. el trazo original se encontraba dentro de la denominada zona de amortiguamiento del Santuario Arqueológico de Machupicchu, lo cual representaba una gran dificultad de accesibilidad,
 2. existía inestabilidad del terreno y
 3. es técnicamente más viable del punto de vista geológico, así como permite disminuir los impactos ambientales de la etapa de construcción;
- El 03.08.2017, ATN3 solicitó al MINEM la Resolución del Contrato de Concesión.
- El 21.08.2017, El MINEM comunicó a ATN3, la disconformidad respecto a la Resolución del Contrato de Concesión SGT.

- En diciembre 2017, en las oficinas del MINEF, se llevó a cabo la primera reunión para el "Trato Directo".
- El 17.04.2018, en oficinas del MINEF, se llevó a cabo la segunda reunión para "Trato Directo", asistieron funcionarios del MEM, MEF, MINJU, MINRE y representantes de ATN3. Se confirma que el Estado Peruano, está interesado en ver las condiciones que se viabilice el Proyecto y se ha conformado un Subcomité de trabajo.
- El 6 de julio de 2018: Se aprueban la segunda modificación de concesión definitiva y de contrato de concesión con ATN3

e) Respetto del Estudio de Pre Operatividad

En principio es necesario indicar que el Contrato de Concesión del proyecto de transmisión el LT Carhuaquero – Cajamarca Norte – Cálclíc – Moyobamba en 220 kV planteó un requerimiento total de 40 MVAR para el equipamiento de reactores, con el detalle siguiente:

1. Un Reactor de Línea de 20 MVAR en la L.T. Cajamarca - Cálclíc (extremo Cálclíc)
2. Un Reactor de Línea de 10 MVAR en la L.T. Cálclíc – Moyobamba (extremo Moyobamba)
3. Un Reactor de Barra de 10 MVAR en la S.E. Moyobamba.

El EPO del proyecto de transmisión LT Carhuaquero – Cajamarca Norte – Cálclíc – Moyobamba en 220 kV (Proyecto CCNCM), fue aprobado en enero del año 2015.

Una de las primeras verificaciones fue la energización de las líneas del proyecto, en ese sentido, aun cuando la tensión en la subestación Cajamarca puede asumir valores máximos del orden 1.04 p.u., la energización de los tramos Cajamarca Norte – Cálclíc - Moyobamba fue realizada exitosamente utilizando dos reactores, uno de 25 MVAR en Cajamarca y otro reactor de 15 MVAR en Moyobamba.

Luego en los análisis de cargabilidad de la línea, los resultados de las simulaciones de transmisión de potencia por la línea de 220 kV Carhuaquero – Cajamarca Norte – Cálclíc – Moyobamba muestran la necesidad de desconectar todos los reactores. Aun cuando los reactores propuestos en el EPO eran catalogados como de línea, es decir conectados directamente a la línea, sin embargo, por el "criterio de cargabilidad" debían poseer un interruptor para ser desconectados y solo así alcanzar la potencia natural (SIL) de la línea de transmisión. La idea es que, en este caso, durante la operación los reactores de línea se convierten en factor limitante de la potencia transmitida desde Cajamarca a Moyobamba.

De otro lado, los análisis de transitorios electromagnéticos indicaron que para la extinción del arco secundario no era necesario utilizar reactores de línea, por lo tanto, estos reactores denominados de línea en este EPO

debían ser desconectables, requisito para transmitir potencia activa del orden del SIL.

Por lo mencionado, el COES aprobó el EPO de la LT de 220 kV Carhuaquero – Cajamarca Norte – Cállic – Moyobamba con una combinación de reactores de las siguientes características:

1. Se mantiene una potencia reactiva total de reactores por 40 MVAR, según el contrato de concesión.
2. Para energizar la línea de transmisión (asimismo, operar con cargas ligeras, de ser el caso) solo se requieren dos reactores de barra, de 25 MVAR y 15 MVAR, a ser instalados en las subestaciones Cállic y Moyobamba, cuya configuración es de doble barra.

Entonces se ha explicado porque en el EPO del Proyecto CCNCM no se aprobó la combinación de reactores del contrato de concesión (01 Reactor de Línea de 20 MVAR en la S.E. Cállic, 01 Reactor de Línea de 10 MVAR en la S.E. Moyobamba y 01 Reactor de Barra de 10 MVAR en la S.E. Moyobamba), que para energizar la línea y operar apropiadamente el proyecto, se necesitaban dos reactores de barra de 25 MVAR y 15 MVAR, que totalizan lo indicado en el contrato de concesión. Es decir, en el EPO del Proyecto CCNCM no se prescindió de ningún reactor de 50 MVAR, lo que se hizo fue mejorar la propuesta del contrato de concesión que totalizaba 40 MVAR (mediante tres reactores), en una combinación de dos reactores de barra de 25 MVAR (S.E. Cállic) y 15 MVAR (S.E. Moyobamba).

Respecto del Estudio de Operatividad

En el EO del proyecto de transmisión LT Carhuaquero – Cajamarca Norte – Cállic – Moyobamba en 220 kV (Proyecto CCNCM), que fue aprobado en setiembre del año 2017, dos años y medio después del EPO, se realizaron simulaciones de la operación en estado estacionario, considerando dos escenarios: sin el proyecto (cuyo objetivo fue tener bien definida la operación del SEIN antes del ingreso del Proyecto CCNCM) y luego con el proyecto.

Estos análisis arrojaron los siguientes resultados:

- 1) El SVC de Cajamarca en la situación sin la LT Carhuaquero – Cajamarca Norte – Cállic – Moyobamba (Sin Proyecto) ya estaba trabajando en su zona inductiva cerca de su máximo inductivo (60 MVAR).
- 2) Con el ingreso del proyecto CCNCM, se observa que el SVC alcanza su máxima capacidad inductiva (60 MVAR).
- 3) Para evitar que el SVC trabaje muy cerca de sus límites en el EO se recomendó cambiar la tensión de referencia de 1.020 a 1.035 p.u. como mínimo. Con tal cambio se lograría reducir el consumo de reactivos del SVC a valores inferiores a su límite máximo (60 MVAR) tal como se muestra en el siguiente cuadro resumen de los casos simulados.

ESCENARIO	Setpoint = 1.020	Setpoint = 1.035
	MVAr	MVAr
ESTIAJE MAXIMA 2016	64.15	32.50
ESTIAJE MEDIA 2016	65.20	46.90
ESTIAJE MINIMA 2016	65.50	55.70
AVENIDA MAXIMA 2017	42.00	9.70
AVENIDA MEDIA 2017	62.40	30.90
AVENIDA MINIMA 2017	60.80	29.80

A partir de los resultados de las simulaciones en la situación Sin Proyecto del EO se concluye que, las demandas utilizadas en los análisis para representar las cargas en la zona Norte en el momento que se desarrolló el EPO tuvieron un carácter optimista. En el EPO se había considerado que estaba en servicio la carga de la minera Shahuindo, cuyo ingreso al SEIN estaba previsto con una demanda en el orden de los 40 MW. Asimismo, no se había hecho realidad el proyecto Moyobamba-Iquitos que tomaría por la línea del Proyecto CCNCM un flujo de potencia importante del orden de los 80 MW, con lo cual se cargaría la línea del proyecto y debían desconectarse todos los reactores para mejorar las tensiones.

Conclusiones

Resumiendo, la carga de la zona considerada en el EO no creció con las tasas supuestas en la oportunidad del EPO, ni estaba en servicio la carga de Shahuindo (40 MW), ni se ha cristalizado el proyecto Moyobamba-Iquitos (flujo de potencia por la línea de transmisión del proyecto del orden 80 MW). Entonces, este escenario de contracción de la demanda en la zona externa y aledaña al Proyecto CCNCM ha provocado, en algunas horas del día, un explicable escenario de carga ligera que obliga al SVC Cajamarca a operar en su límite inductivo de 60 MVAr sin margen de regulación.

Entonces, se debe enfatizar que este comportamiento de baja demanda no está asociado al Proyecto CCNCM si no que se explica porque dos proyectos importantes en la zona con una demanda de más de 100 MW no se hicieron realidad.

En cuanto a la afirmación "...el COES en el estudio de pre operatividad (EPO) y estudio de operatividad (EO) aprobado, los mismos que se realizaron con horizonte de estudio de 10 años, indicó que este reactor no era necesario", es necesario indicar que el EPO de cualquier proyecto se elabora según el PR 20 considerando el análisis en dos años, el año de ingreso al SEIN como año de inicio y un quinto año. En cuanto al EO se debe remarcar que se realiza considerando un escenario representativo del mes y año de ingreso al SEIN; en ningún caso ninguno de los dos estudios considera un horizonte de 10 años. Finalmente es necesario enfatizar que los efectos de un proceso de contracción en la demanda sobre las tensiones resultan mucho más pronunciados en la condición de mínima demanda del año inicial del horizonte de análisis, el

cual es utilizado para definir los mayores requerimientos de reactivos inductivos.

Por lo tanto, para mitigar el efecto explicado de contracción de la demanda al exterior del proyecto, que provoca altas tensiones en la zona, en el Plan de Transmisión 2019- 2028 se ha previsto un reactor de barras de 50 MVar a instalar en la zona de Cajamarca.

f) Respecto del Estudio de Pre Operatividad

Los análisis de la operación en estado estacionario del Estudio de Pre Operatividad (EPO) del proyecto LT 220 kV Pumiri (Azángaro Nueva) – San Román (Juliaca Nueva) – Puno (Proyecto Pumiri-Puno), se realizaron tomando como referencia la Base de Datos DlgSILENT publicada por el COES en el año 2016, cuyos análisis fueron realizados en escenarios proyectados para el año 2018, que fue considerado como el año de ingreso al SEIN del proyecto.

La demanda del SEIN utilizada en el EPO del Proyecto Pumiri-Puno para el año 2018 fue de 8410 MW. De esta demanda total del SEIN, la demanda estimada para las principales cargas en la zona sur del SEIN hacían un total de 760 MW. En ese sentido, los resultados de flujo de potencia para el año de ingreso del proyecto (año 2018), no mostraron problemas de tensión en las subestaciones asociadas al proyecto. Las tensiones en el lado de 220 kV de las subestaciones Azángaro Nueva y Juliaca Nueva no resultaron mayores a 1.012 p.u. y 1.015 p.u. respectivamente, mientras que en la subestación Puno 220 kV las tensiones no superaban la tensión de operación de 225 kV (año 2016).

Por lo tanto, los valores de las tensiones en las principales barras en la zona del proyecto no evidencian la necesidad de compensación reactiva inductiva en las subestaciones Azángaro y Puno. Por estas razones, el Estudio de Pre Operatividad del proyecto de transmisión de 220 kV Azángaro – Juliaca – Puno, fue aprobado en junio del año 2016, sin ninguna compensación reactiva inductiva asociada al proyecto.

Respecto del Estudio de Operatividad

En el desarrollo del Estudio de Operatividad (EO) la demanda proyectada del SEIN para el año 2018 que ascendía a 7025 MW (crecimiento promedio anual del 4.7 %). Se aprecia que este valor de máxima demanda del SEIN, utilizada en el EO resultaba 1385 MW menor que el valor utilizado en el EPO, lo que significa que la demanda del SEIN no creció en la proporción estimada en el año 2016.

Por su lado, la demanda total estimada en la zona Sur del SEIN al 2018 representó un incremento de solo 101 MW; es decir, la demanda de la zona sur del SEIN utilizada en el EO que se aprobó en marzo del año 2018 fue 660 MW menor a la utilizada en el EPO.

Los resultados de los análisis eléctricos muestran que las tensiones en 220 kV de las subestaciones de Pumiri y San Román son del orden de 1.035 p.u. y 1.041 p.u. respectivamente. En la subestación Puno 220 kV las tensiones llega a los 228 kV.

Evidentemente, las tensiones en las subestaciones Pumiri, San Román y Puno son mayores a las obtenidas en el Estudio de Pre Operatividad. Este comportamiento es una consecuencia de la contracción de la demanda del SEIN que tiene influencia directa en el comportamiento de las tensiones en el año de inicio del proyecto.

Resumiendo, la carga de la zona Sur del SEIN a efectos del EO no creció con las tasas supuestas en la oportunidad del EPO, el crecimiento de la demanda total estimada al 2018 en la zona Sur del SEIN hace un total de 101 MW, es decir, la demanda de la zona sur del SEIN utilizada en el EO que se aprobó en marzo del año 2018 fue 660 MW menor a la utilizada en el EPO. Entonces, este escenario de contracción de la demanda en la zona externa y aledaña al Proyecto es la causa raíz de las altas tensiones en la zona indicada, no puede ser atribuida al proyecto, cuyo EPO indicaba la no necesidad de equipamiento de compensación reactiva inductiva.

En cuanto a la afirmación "...los estudios de pre operatividad (EPO) y operatividad del proyecto LT 220 kV Pumiri (Azángaro Nueva) – San Román (Juliaca Nueva) – Puno, el cual ingresó en servicio en abril de 2018, no se consideró los citados reactores, a pesar que dichos estudios tienen un horizonte de 10 años; en todo caso, se debió instalar dichos equipos en el referido proyecto y no incluirlo en el Plan Vinculante 2024", es necesario indicar que el EPO de cualquier proyecto se elabora según el PR 20 considerando el análisis en dos años, el año de ingreso al SEIN como año de inicio y un quinto año. En cuanto al EO, se realiza considerando un escenario representativo del mes y año de ingreso al SEIN y en ningún caso con un horizonte de 10 años. En ese sentido, es importante comentar que los efectos de la contracción en la demanda sobre las tensiones resultan más pronunciados en el año inicial del horizonte de análisis, el cual es utilizado para definir los mayores requerimientos de reactivos inductivos.

Por lo tanto, para mitigar el efecto explicado de contracción de la demanda al exterior del proyecto, cuya demanda no creció según lo esperado, que provoca altas tensiones en la zona, en el Plan Vinculante 2024 se propone la instalación de reactores de barra de 220 kV de 20 MVAR en la S.E. Azángaro y 20 MVAR en la S.E. Puno, en el año 2019.

Los análisis eléctricos muestran que, a partir del año 2020, se presentan tensiones mayores a 1.07 p.u. en barras de 220 kV de las subestaciones Azángaro, Juliaca y Puno.

Con la conexión de los reactores mencionados conectados Azángaro 220 kV y Puno 220 kV, permitirá operar dentro de las tolerancias de tensión considerando tensiones nominales en 220 kV.

- g) Sobre la observación, es necesario precisar que de conformidad con la Ley N° 288323 y Decreto Supremo N° 027-2007-EM,4 la función y responsabilidad del COES, en cuanto a la planificación de la transmisión, solo llega hasta la elaboración de la Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión y, luego de ello, no tiene responsabilidad o injerencia en las etapas posteriores, como la ejecución de los contratos

de concesión, la modificación de estos mediante adendas o la remuneración de los proyectos vía las tarifas.

Asimismo, corresponde indicar que, para realizar sus tareas asociadas a la planificación, el COES se basa en la realidad (física y prevista) del sistema eléctrico y si alguna infraestructura prevista inicialmente no se ejecutó o fue modificada durante su ejecución, el COES se limita a planificar sobre dicha realidad existente si no se prevé -sobre la base de información sólida- que dicha situación vaya a cambiar.

Ahora bien, pasando al caso materia de observación, es necesario señalar y aclarar que conforme a lo dispuesto en el Decreto Supremo N° 027-2007-EM5, el proyecto LT 500 kV Chilca - Marcona - Ocoña - Montalvo formó parte del Plan Transitorio de Transmisión gestionado, elaborado y aprobado por el Ministerio de Energía y Minas; es decir, dicho proyecto no formó parte de una propuesta de Actualización del Plan de Transmisión elaborado por el COES.

En dicho marco, mediante Oficio N° 1049-2010-MEM/DGE del 24.11.2010, la Dirección General de Electricidad del Ministerio de Energía y Minas, a solicitud de la ABENGOA TRANSMISIÓN SUR S.A. (ATS), aprobó el diseño del enlace LT 220 kV Montalvo 2 - Montalvo considerando una línea de simple circuito con haz de 4 conductores ACAR de 600 MCM por fase, con una potencia de diseño mayor a 980 MVA (valor consignado en el contrato SGT), constituyéndose así la realidad (física y prevista) del sistema eléctrico que el COES utilizó a efectos de la planificación.

Así pues, considerando la situación de la existencia de un solo circuito en 220 kV entre las subestaciones de Montalvo y Moquegua, y no contándose con información en la que prevea la construcción de algún circuito adicional en paralelo, se han realizado los estudios de actualización del Plan de Transmisión de acuerdo a lo indicado en la Norma, y se concluye en la necesidad de contar con un segundo circuito para mejorar la seguridad del área Sur ante contingencias que podrían derivar en colapsos del sistema.

En consecuencia, en el presente Plan de Transmisión se propone el proyecto vinculante "Enlace LT 220 kV Montalvo - Moquegua (Segundo Circuito), subestaciones, líneas y ampliaciones asociadas".

Análisis de Osinerghmin:

- a) Para evaluar la necesidad y el plazo de mantener en uso las líneas SGT, se recomienda que se estreche la coordinación con el Ministerio de Energía y Minas, en particular, respecto a la información de las concesiones de los proyectos de transmisión vigentes y de aquellos en curso de implementación.

Por otra parte, se puede acelerar la obtención de información requerida, recurriendo a las propias empresas de transmisión con concesiones vigentes del SPT y del SGT, las cuales son integrantes del COES.

En conclusión, esta observación no ha sido subsanada.

- b) Respecto al segundo circuito de la LT 220 kV Cajamarca Norte-Cáclic-Moyobamba, el COES señala que la carga actual de esta línea aumentará al conectarse la demanda de Tarapoto y que su segundo circuito asegurará la condición N-1 en el lado 220 kV. La segmentación en Picota de la LT 138 kV Tingo María-Aucayacu-Tocache-Juanjuí-Bellavista-Picota-Tarapoto-Moyobamba, evitará las sobrecargas del lado 138 kV en el corto plazo. Sin el segundo circuito en el lado 220 kV, se producirían colapsos de tensión, tanto ante contingencias en el lado 220 kV como en el lado 138 kV. También, la alternativa de LT 220 kV Tingo María-Moyobamba, resulta más costosa por ser una línea nueva de mayor longitud.

En conclusión, dado el sustento desarrollado por el COES, se considera que esta observación ha sido subsanada.

- c) La LT 220 kV Chilca REP-Independencia (3er circuito) sería un refuerzo en una de las líneas 220 kV existentes, la cual permite un circuito adicional, a pesar de haber cumplido su vida útil. El COES señala que esta línea ha tenido un buen mantenimiento preventivo y que, en las zonas de mayor agresividad del clima, se han cambiado los componentes de la línea, de modo que se permitiría una extensión del ciclo de vida útil.

Además, señala que el proyecto LT 220 kV Chilca REP-Independencia (3er circuito) permitiría lograr mayor seguridad del área centro ante contingencias y mayores transferencias entre las áreas centro y sur, comparada con el proyecto de una nueva SET 500/220 kV Independencia.

Sin embargo, no se ha tomado en cuenta que la instalación del tercer circuito en una línea en servicio, suponen riesgos de seguridad y/o salidas prolongadas de la línea en servicio, las cuales no fueron evaluadas. Por ello, se reitera la conveniencia de implementar la SE Independencia 500/220 kV que tiene menos impacto en lo relacionado a la seguridad y salidas prolongadas.

En conclusión, esta observación ha sido subsanada parcialmente.

- d) El COES señala que el proyecto LT 220 kV Machupicchu-Quencoro-Onocora-Tintaya, concesionado a la empresa ATN3 S.A., no está paralizado porque el 06.07.2018 se ha aprobado la segunda modificación de la concesión definitiva y del contrato de concesión con ATN3.

En conclusión, dado el sustento desarrollado por el COES, se considera que esta observación ha sido subsanada.

- e) El COES señala que el SVC (compensador estático de potencia reactiva) de Cajamarca Norte, sin la LT 220 kV Carhuaquero-Cajamarca Norte-Cáclic-Moyobamba, ya funcionaba cerca de su límite reactivo inductivo. El EPO y el EO de la línea establecieron la necesidad de reactores por 40 MVAR (25 MVAR en Cáclic y 15 MVAR en Moyobamba) bajo la premisa de que se conectarían las cargas de Iquitos (80 MW) y de la minera Shahuindo (40 MW). Sin embargo, estas cargas no se han conectado y han originado que el SVC funcione a máxima capacidad

inductiva, cuando se ajusta para mantener la tensión nominal. Para permitir que el SVC tenga un margen de regulación, necesario especialmente en condiciones dinámicas, se plantea la instalación de un reactor de 50 MVAR en la SE Cajamarca Norte.

En conclusión, dado el sustento desarrollado por el COES, se considera que esta observación ha sido subsanada.

- f) El COES justifica la inclusión de reactores por 40 MVAR en la SE Azángaro (20 MVAR) y en la SE Puno (20 MVAR), debido a las elevadas tensiones que se presentarían a partir del año 2020.

Indica, además, que el EPO y el EO de la LT 220 kV Azángaro Nueva (Pumiri)-Juliaca Nueva (San Román)-Puno, fueron aprobados en el 2016 y el 2018, respectivamente, sin considerar ningún equipamiento de compensación reactiva en el horizonte de 5 años a partir de la puesta en operación comercial, previsto en el PR 20. Según el COES, la razón de este hecho fue que las previsiones de demanda fueron muy optimistas.

La inclusión de los reactores en Pumiri y Puno no tienen en realidad relación solo con la LT 220 kV Pumiri - San Roman – Puno, sino con el hecho de que en general no se ha instalado compensación reactiva inductiva en el Sistema Sur Este, lo que ha sido puesto de manifiesto por el menor crecimiento de la demanda.

En conclusión, dado el sustento desarrollado por el COES, se considera que esta observación ha sido subsanada.

- g) El COES señala que la línea 220 kV Montalvo 2- Montalvo fue aprobada por la DGE-MINEM considerándola como una línea de un solo circuito con haz de cuatro conductores por fase con una potencia de diseño mayor a 980 MVA, equivalente a dos circuitos de 220 kV. Además, el proyecto involucrado (LT 500 kV Chilca-Marcona-Ocoña-Montalvo) forma parte del Plan Transitorio de Transmisión administrado por el MINEM.

Es del caso señalar, que de mantenerse el segundo circuito 220 kV Montalvo – Moquegua como proyecto vinculante, los usuarios se verían perjudicados debido a que estarían pagando dos veces por la misma instalación. Además, el alcance del Anexo N° 1 del Contrato SGT “LT 500 kV Mantaro-Marcona-Socabaya-Montalvo” ha sido modificado sin cumplir con las disposiciones legales pertinentes. Por lo que se sugiere, regularizar el cambio de alcance del Anexo N° 1 o en su defecto hacer cumplir a cabalidad el referido Contrato SGT.

En conclusión, esta observación ha sido subsanada parcialmente.

3.5. Sobre las Instalaciones de Transmisión de Conexión (ITC)

Resumen de las Observaciones planteadas:

Con relación a las instalaciones de transmisión de conexión se efectuaron las siguientes observaciones (numeral 3.5. del Informe N° 341-2018-GRT):

a) Sobre la planificación de las ITC

Área de Demanda 1

El análisis de proyectos ITC ha sido aplicado al Área de Demanda 1, conforme a lo establecido en la Primera Disposición Complementaria Transitoria de la Resolución Ministerial N° 051-2018-MEM/DM, permitiendo complementar el planeamiento de transmisión al interior de ésta área de demanda. Específicamente fueron detectadas necesidades de dos zonas: Tumbes y Paita y se han determinado los siguientes proyectos.

i. Para el corto plazo, Nueva ITC Tumbes 220/60 kV, que comprende los subproyectos siguientes:

- SE 220/60 kV, 75 MVA, adjunta a la SE Nueva Tumbes de 220 kV.
- LT 60 kV-2T Nueva Tumbes-Derivación LT Puerto Pizarro-Zarumilla.
- Ampliación 220 kV SE Nueva Tumbes.

ii. Para el largo plazo, Nueva ITC Colán 220/60 kV, que comprende los subproyectos siguientes:

- SE 220/60 kV ubicada en Colán.
- LT 220 kV, 35km, Colán-Chira.

Los proyectos antes mencionados resuelven el suministro a largo plazo (2019-2028) para las zonas de Tumbes y Piura.

En tal sentido, corresponde solicitar al COES que incluya como parte del Plan Vinculante del año 2024 del Plan de Transmisión 2019-2028, el proyecto denominado "Nueva ITC Tumbes 220/60 kV", de conformidad con lo establecido en el numeral g) del numeral 16.11.1 de la RM 129-2009.

De otro lado, se observa que los nombres empleados para designar los proyectos ITC no concuerdan con los anteproyectos, por ejemplo: el proyecto "Nueva ITC Tumbes 220/60 kV" tiene un anteproyecto asociado denominado "Subestación Nueva Tumbes 220/60 kV - 65 MVA y Línea en 60 kV Nueva Tumbes – Tumbes". Al respecto, se debe revisar los documentos involucrados y uniformizar el texto.

Área de Demanda 6 y 7

Los proyectos ITC detectados en las Áreas de Demanda 6 y 7, que corresponden a Lima Metropolitana, se relacionan con el control de las potencias de cortocircuito a valores inferiores a 40 kA en el nivel de 220 kV en Chavarría y Santa Rosa. En este caso se ha recurrido a cambios de topología de la red de 220 kV, que consiste en separar la conexión eléctrica de las subestaciones Santa Rosa y Chavarría de la SE San Juan, con ello se logra reducir la potencia de cortocircuito en el nivel de 220 kV.

Para este caso, se sugiere que el COES elabore el anteproyecto correspondiente al retiro de operación del tramo de línea 220 kV entre la SE Santa Rosa y SE San Juan, habida cuenta que para lograr la configuración presentada en la Figura 8.9 “Topología 4 – 2da etapa” (folio 313) se necesita implementar algunas estructuras de línea.

Asimismo, la referida propuesta de reconfiguración no es vinculante y su ejecución resultaría incierta, por lo que se recomienda incluirlo como parte del Plan Vinculante, a fin de que la reconfiguración planteada se lleve a cabo a más tardar el año 2024.

- b) Respecto al proyecto ITC del Área de Demanda 1, se tiene la siguiente observación:

Respecto al proyecto Subestación Nueva Tumbes 220/60 kV - 65 MVA y Línea en 60 kV Nueva Tumbes – Tumbes, correspondiente a las instalaciones ITC, se debe evaluar la factibilidad de instalar un transformador de 220/60 kV en la misma subestación Nueva Tumbes de 220 kV, que forma parte del Proyecto Vinculante “Enlace 220 kV Pariñas - Nueva Tumbes, subestaciones y ampliaciones asociadas” del Plan de Transmisión 2017-2026, con lo cual se evitaría implementar una nueva subestación adjunta, tal como se está planteando en la propuesta. Al respecto, precisamos que, nuestro comentario no está enfocado necesariamente en que el proyecto “Subestación Nueva Tumbes 220/60 kV - 65 MVA y Línea en 60 kV Nueva Tumbes – Tumbes” y el proyecto “Enlace 220 kV Pariñas - Nueva Tumbes, subestaciones y ampliaciones asociadas” tengan que integrarse, sino que se evalúe instalar un transformador de 220/60 kV en la misma SE Nueva Tumbes de 220 kV, como un proyecto independiente, para tal efecto se debería prever el terreno necesario para los transformadores 220/60 kV en el proyecto “Enlace 220 kV Pariñas - Nueva Tumbes, subestaciones y ampliaciones asociadas”.

Resumen de la Respuesta del COES:

En el Informe de Respuestas a las Observaciones (páginas 52 y 53), el COES manifiesta lo siguiente:

- a) Sobre la planificación de las ITC

Área de Demanda 1

Respecto al proyecto “Nueva ITC Tumbes 220/60 kV”, se está incluyendo como parte del Plan Vinculante.

Respecto a la nomenclatura de los proyectos, se ha uniformizado el texto del siguiente modo:

- La Nueva ITC Tumbes 220/60 kV, denominado “Subestación Nueva Tumbes 220/60 kV - 75 MVA y Línea en 60 kV Nueva Tumbes – Tumbes”, ...
- La Nueva ITC Colán 220/60 kV, denominado “Subestación Nueva Colán 220/60 kV y Línea de Transmisión en 220 kV Chira – Nueva Colán”, ...

Área de Demanda 6 y 7

Para conseguir la topología 2 de la 1ra etapa indicada en el informe, no será necesaria la implementación de nuevas estructuras. Para tal efecto se realizará la conexión de los circuitos de doble terna L-2011/L-2018 en un punto cercano a la subestación Industriales resultando un enlace de doble terna L-2010/2010B de aproximadamente 7 km. El tramo generado a partir de este punto hacia la subestación San Juan (L-2011/L-2018) de aproximadamente 20 km, será operado de manera independiente (en vacío) desde la subestación San Juan. Por lo indicado, desde el punto de vista técnico, esta reconfiguración es una medida operativa, y desde el punto de vista económico, representa un gasto y no una inversión, razones por las cuales no requiere contar con un anteproyecto.

b) Respecto al proyecto ITC del Área de Demanda 1

El proyecto “Enlace 220 kV Pariñas – Nueva Tumbes, subestaciones y ampliaciones asociadas” corresponde al PT 2017-2026, y ya se encuentra aprobado por el MINEM.

Por lo tanto, no es posible proponer un proyecto ITC, concebido en un PT posterior, que modifique un anteproyecto de un proyecto aprobado. La modificación que se propone podría ser planteada exteriormente a la Propuesta de Actualización del Plan de Transmisión.

Análisis de Osinerqmin

a) Sobre la planificación de las ITC

Área de Demanda 1

Se ha cumplido con incluir el proyecto de la ITC Tumbes como parte del Plan Vinculante. También, se ha uniformizado la nomenclatura de los proyectos ITC.

Área de Demanda 6 y 7

El COES plantea una solución que no implica inversiones adicionales, por lo cual no se requeriría elaborar un anteproyecto. Sin embargo, para garantizar su ejecución, el COES deberá coordinar las disposiciones operativas necesarias e informar al Ministerio y Osinerqmin sobre su programación y cumplimiento.

En conclusión, esta observación se considera subsanada, recomendándose el compromiso del COES para coordinar su ejecución e informar al Ministerio y Osinermin sobre su cumplimiento.

b) Respecto al proyecto ITC del Área de Demanda 1

El COES señala que el proyecto fue aprobado por el MINEM en un Plan de Transmisión anterior, por lo que no corresponde realizar modificaciones al Anteproyecto.

En conclusión, dado el sustento desarrollado por el COES, se considera que esta observación ha sido subsanada.

3.6. Sobre los Límites de Transmisión Centro-Sur

Con relación a los límites de transmisión, cabe mencionar que en el Estudio de Estabilidad del SEIN 2018-2022, se ha identificado que, en el periodo de Estiaje 2018, en condición N, se tienen problemas de sobrecarga en la línea de 220 kV Asia-Chilca (L-2090) luego de la falla con re-cierre no exitoso sobre la línea de 500 kV Chilca-Poroma (L-5032), lo que constituye un factor limitante en la definición de los límites de transmisión Centro-Sur; esta condición se repite en el año 2022. El estudio propone como alternativa para manejar la sobrecarga y no restringir el límite de transferencia de potencia al sur, operar con la línea de 220kV Ica-Marcona(L-2211) permanentemente abierta, o implementar un esquema especial que desconecte la línea L-2211 durante el evento de desconexión de la L-5032 y cuando las condiciones operativas lo requieran. La DDE-009-2018-D/COES recomienda en condición "N", operar permanente con la L-2211 abierta en uno de sus extremos para incrementar la máxima potencia de transferencia Centro-Sur.

Teniendo en cuenta las recomendaciones formuladas por el COES en el Estudio de Estabilidad del SEIN 2019-2028 dirigidas a incrementar el límite de transmisión de los enlaces Centro-Sur, se recomienda que en el Plan de Transmisión se evalúe la incorporación de un proyecto de implementación del esquema especial que desconecte la línea de transmisión L-2211 de acuerdo con los análisis y condiciones operativas requeridas.

Asimismo, según el informe de la consultoría externa elaborado por Osinermin y remitido al COES, se hace evidente la necesidad de contar con esquemas especiales de desconexión de carga y/o generación como medida para incrementar los límites de transferencia de potencia evitando que la ocurrencia de contingencias simples en condiciones de red N y N-1 por mantenimiento, ocasione la aparición de problemas asociados a sobrecargas o inestabilidades en el sistema de transmisión. De esta manera se puede lograr un mayor aprovechamiento de la capacidad instalada del enlace centro-sur en condiciones de seguridad y economía. Es importante destacar que para la definición de los esquemas de desconexión de cargas deben

llevarse a cabo estudios técnico-económicos que permitan definir correctamente la relación entre los beneficios del aumento de las transferencias y los costos asociados a la desconexión de la demanda asignada a estos esquemas.

Por lo que, en el Plan de Transmisión debió evaluarse estas alternativas de esquema especial con el fin de dar un mayor aprovechamiento de la capacidad actuales de las instalaciones de transmisión Centro – Sur, debido a la demora que tendrá el desarrollo del Gasoducto Sur del Perú, a fin de reducir los riesgos de congestión de transmisión en el mediano plazo.

4. Conclusiones y Recomendaciones

Como resultado de la revisión de la Propuesta Definitiva de la Actualización del Plan de Transmisión, periodo 2019-2028, presentada por el COES, se recomienda que dicha propuesta sea revisada considerando los aspectos que se resumen a continuación, los mismos que están desarrollados completamente en la sección 3 del presente Informe.

La Propuesta Definitiva de la Actualización del Plan de Transmisión, periodo 2019-2028, cumple parcialmente las políticas y criterios, que para el efecto han sido establecidos por el Ministerio, debido a que existen observaciones que no han sido subsanadas, siendo las principales observaciones, las siguientes:

1. La aplicación estricta de la metodología MINIMAX, según lo señalado en el artículo 11 de la Norma (RM 129-2009-MEM-DM), modificada por la RM 051-2018-MEM-DM, indica que se debería seleccionar el Plan D, el cual es diferente al Plan E adoptado por el COES (ver numeral 3.1.3. e).
2. En el análisis de Congestión y Costos, el COES considera planes que tienen atributos MFI, cuyos valores son menores al límite inferior establecido por la Norma, de 15 kWh/US\$, con lo cual los planes (Vinculante y de Largo Plazo) no estarían justificados.
3. El COES no se presenta la totalidad de los Anteproyectos del Plan Vinculante, no adjunta el Anteproyecto del Proyecto Vinculante “Enlace 220 kV Reque – Nueva Carhuaquero, subestaciones, líneas y ampliaciones asociadas”.
4. El COES no presenta la información de las instalaciones de transmisión que deberán salir de servicio en el período 2019-2028.

Recomendaciones:

1. Se recomienda que la totalidad de los Anteproyectos sean culminados en el más breve plazo, a fin de que dichos proyectos puedan ser licitados en su debida oportunidad.

2. Se sugiere que el COES revise el Plan de Transmisión de Largo Plazo considerando la combinación de los planes D y E, que incluya tanto la LT 220 kV Chilca REP - Independencia (3ra Terna) como la SE 500/220 kV Independencia, a fin de confirmar que se obtendrían mejores resultados de mínimo arrepentimiento, tanto en los aspectos técnicos como económicos.
3. Se sugiere que el COES se encargue de coordinar la ejecución operativa de la reconfiguración del sistema de transmisión de Lima para control de la corriente de cortocircuito e informe al Ministerio y a Osinermin sobre su cumplimiento.
4. Se recomienda que se incorpore en el Plan de Transmisión, un proyecto de implementación del esquema especial que desconecte la línea L-2211, teniendo en cuenta las recomendaciones formuladas por el COES en el Estudio de Estabilidad del SEIN 2019-2028 dirigidas a incrementar el límite de transmisión de los enlaces Centro-Sur.

5. Anexos

Anexo A

5.1. Lista de verificación sobre cumplimiento del Reglamento de Transmisión (D.S. N° 027-2007-EM)

Los aspectos del Reglamento de Transmisión a tomarse en cuenta en la elaboración del Plan de Transmisión, son los relacionados principalmente con los objetivos generales, el alcance, el contenido y el procedimiento a seguir.

A fin de verificar el cumplimiento del Reglamento de Transmisión, a continuación, se indican los artículos y numerales pertinentes:

ÍTEM	DESCRIPCIÓN DE LA NORMA	CUMPLIMIENTO
1	<p>Artículo 13°.- Objetivos generales del Plan de Transmisión</p> <p><i>El Plan de Transmisión tiene los siguientes objetivos generales:</i></p> <p>13.1 <i>Identificar las obras de transmisión que permitan el abastecimiento económico y seguro de la energía eléctrica en bloque;</i></p> <p>13.2 <i>Promover la competencia entre Agentes del SEIN;</i></p> <p>13.3 <i>Propiciar el desarrollo armónico de las instalaciones de transmisión económicamente justificadas;</i></p> <p>13.4 <i>Que las instalaciones de transmisión satisfagan los requerimientos de seguridad y calidad de servicio establecidos en las normas pertinentes;</i></p> <p>13.5 <i>Promover la integración de regiones eléctricamente aisladas y la ampliación de la frontera eléctrica.</i></p>	Se ha cumplido.

ÍTEM	DESCRIPCIÓN DE LA NORMA	CUMPLIMIENTO
2	<p>Artículo 14°.- Alcance del Plan de Transmisión El Plan de Transmisión incluye:</p> <p>14.1 <i>Todas aquellas instalaciones del SEIN hasta el límite donde se inician las instalaciones que sirven en forma exclusiva a los Usuarios y hasta el límite donde se inician las instalaciones que sirven de forma exclusiva a la generación.</i></p> <p>14.2 <i>Las instalaciones en Alta o Muy Alta Tensión que permitan la conexión del SEIN con los Sistemas Eléctricos de países vecinos o la integración de Sistemas Aislados al SEIN.</i></p> <p>14.3 <i>Cualquier instalación que a criterio del COES resulte de importancia fundamental para el mantenimiento de la seguridad, calidad y fiabilidad del SEIN."</i></p>	Se ha cumplido.
3	<p>Artículo 15°.- Contenido del Plan de Transmisión El Plan de Transmisión debe contener como mínimo:</p> <p>15.1 <i>La relación de instalaciones del Sistema de Transmisión cuya construcción se recomienda en el horizonte del estudio, especificando la fecha requerida de operación comercial de cada una de ellas.</i></p> <p>15.2 <i>Respecto a los Proyectos Vinculantes, entre otros, el cronograma de actividades, Anteproyecto, presupuesto de inversión estimado, propuesta de beneficiarios y asignación de compensaciones para su remuneración.</i></p> <p>15.3 <i>La relación de las instalaciones del Sistema de Transmisión que deben continuar en operación, señalando las obras de renovación y reposición necesarias, así como el plazo para el nuevo período de concesión a ser licitada, de acuerdo con lo dispuesto en el literal d) del numeral 22.2 del Artículo 22° de la Ley.</i></p> <p>15.4 <i>La relación de las instalaciones del Sistema de Transmisión que deberán salir de servicio."</i></p>	Se ha cumplido parcialmente. Véase el numeral 3.4 literal a) del presente informe
4	<p>Artículo 17°.- Elaboración, revisión y aprobación del Plan de Transmisión</p> <p>17.1 <i>Antes del 30 de junio de cada año en que entra en vigencia el Plan de Transmisión, los Agentes e interesados presentarán al COES sus propuestas de solución a los problemas identificados por el COES en el último Informe de Diagnóstico, o cualquier otro problema que el COES no haya identificado.</i></p> <p>17.2 <i>A más tardar el 1 de junio del año siguiente al que entra en vigencia el Plan de Transmisión, el COES presentará al Ministerio y a Osinermin la propuesta de actualización del Plan de Transmisión, con los informes y cálculos de sustento, elaborado siguiendo el procedimiento especificado en el Artículo 19°. En caso que el COES no presente oportunamente la propuesta, el Ministerio, con base en las políticas y criterios establecidos, elaborará y aprobará el Plan de Transmisión según el procedimiento establecido en el numeral 17.6 del Artículo 17°. En este caso, el Ministerio dictará las disposiciones que sean necesarias para tal fin.</i></p> <p>17.3 <i>Osinermin, en un plazo de treinta (30) días hábiles de recibida la propuesta, verificará el cumplimiento de las políticas y criterios establecidos por el Ministerio para la elaboración y actualización del Plan de Transmisión y remitirá al Ministerio, de ser el caso, su opinión favorable. En caso de existir observaciones, devolverá la propuesta al COES, con sus observaciones debidamente fundamentadas, con conocimiento del Ministerio. El Osinermin publicará en su portal de Internet las observaciones que haya formulado.</i></p> <p>17.4 <i>El COES dispondrá de un plazo de cuarenta (40) días hábiles para subsanar debidamente las observaciones formuladas por Osinermin y remitir su propuesta definitiva del Plan de Transmisión al Ministerio y a Osinermin, con los informes y cálculos de sustento.</i> <i>En un plazo de veinte (20) días hábiles contados desde la recepción de la propuesta definitiva que presente el COES, Osinermin remitirá al Ministerio su opinión sustentada sobre dicha propuesta.</i></p>	Se ha cumplido lo correspondiente a la fecha.

ÍTEM	DESCRIPCIÓN DE LA NORMA	CUMPLIMIENTO
	<p>17.5 Recibida la opinión de Osinerghmin, el Ministerio, a más tardar el 31 de diciembre, publicará la <i>Resolución</i> Ministerial que aprueba el Plan de Transmisión. Así mismo, publicará en su portal de Internet los informes y cálculos de sustento del Plan de Transmisión aprobado. Adicionalmente, publicará un resumen del referido Plan de Transmisión en el diario oficial El Peruano.</p> <p>17.6 El Ministerio podrá efectuar modificaciones a la propuesta definitiva del Plan de Transmisión, <i>para lo cual deberá seguir el siguiente procedimiento:</i></p> <p>a) <i>Deberá publicar en su portal de Internet la propuesta de modificación debidamente sustentada y poner a disposición de los interesados la información técnica y económica correspondiente.</i></p> <p>b) <i>Dentro del plazo de diez (10) días hábiles a partir de la publicación a que se refiere el literal anterior, los interesados podrán remitir sus comentarios y observaciones.</i></p> <p>c) <i>Dentro de los diez (10) días hábiles siguientes, deberá realizar una audiencia pública en Lima y transmitirla simultáneamente por medios virtuales o por videoconferencia en las sedes de las Direcciones Regionales de Energía y Minas que tengan interés en participar, en la cual sustentará dichas modificaciones y responderá las observaciones recibidas por parte de los interesados, así como las que presenten los asistentes a la audiencia pública. La respuesta a las observaciones podrá ser efectuada vía correo electrónico por intermedio de las Direcciones Regionales de Energía y Minas correspondientes, dentro de los cinco (05) días hábiles de realizada la audiencia pública. Dentro del mismo plazo, la respuesta a las observaciones será publicada en el portal de Internet del Ministerio.”</i></p> <p>17.7 El Ministerio podrá excluir del Plan de Transmisión los proyectos que así lo estime conveniente, previo sustento técnico sobre la imposibilidad de su implementación, debiendo acopiar la opinión previa del COES y OSINERGHMIN. Dicha modificación deberá ser aprobada por Resolución Ministerial y será realizada en la siguiente actualización del Plan de Transmisión, publicada en el Diario Oficial El Peruano.</p> <p>17.8 El Plan de Transmisión deberá incorporar en su análisis los planes de inversión de los Sistemas Secundarios y Complementarios de Transmisión aprobados por OSINERGHMIN, con el fin de la optimización conjunta técnica y económica del sistema.</p>	

ÍTEM	DESCRIPCIÓN DE LA NORMA	CUMPLIMIENTO
5	<p>Artículo 19°.- Participación y transparencia en la elaboración y aprobación del Plan de Transmisión</p> <p>19.1 Dentro del COES se nombra un Comité Asesor de Planificación de Transmisión (CAPT) integrado por un representante de los Generadores, un representante de los Distribuidores, dos representantes de los Transmisores y un representante de los Grandes Usuarios Libres. Los representantes serán elegidos para cada proceso de elaboración o actualización del Plan de Transmisión, por cada uno de los cuatro sub comités señalados en el numeral 16.2 del Artículo 16° de la Ley, conforme al Estatuto del COES.</p> <p>19.2 El CAPT participará en todas las etapas de la elaboración o actualización del Plan de Transmisión y podrá presentar al Directorio del COES un informe de opinión sobre la propuesta del Plan de Transmisión.</p> <p>19.3 En el proceso de elaboración o actualización del Plan de Transmisión, y antes de la fecha a que se refiere el numeral 17.2 del Artículo 17°, el COES deberá seguir el siguiente procedimiento:</p> <p>a) Publicará en su portal de Internet la versión preliminar del Plan de Transmisión según el contenido indicado en el Artículo 15°, especificando entre otros, las premisas y criterios de planificación empleados y los modelos utilizados. Así mismo el COES <i>pondrá</i> a disposición de los interesados la información técnica y económica utilizada en la elaboración o actualización del Plan de Transmisión. Adicionalmente deberá prepublicar en el diario oficial El Peruano la relación de instalaciones de transmisión consideradas.</p> <p>b) Los <i>interesados</i> podrán presentar comentarios y observaciones al COES sobre la propuesta del Plan de Transmisión, dentro de los quince (15) días hábiles siguientes a la fecha de su prepublicación en el diario oficial El Peruano.</p> <p>c) Dentro de los diez (10) días hábiles siguientes del vencimiento del plazo indicado en el inciso b) anterior, el COES deberá realizar una audiencia pública en Lima y transmitirla simultáneamente por medios virtuales o por videoconferencia a las sedes de los Consejos Departamentales del Colegio de Ingenieros del Perú, o de otras entidades, de las regiones donde se ubiquen los proyectos incluidos en la propuesta del Plan de Transmisión. En dicha audiencia el COES expondrá su propuesta y responderá las observaciones recibidas de parte de los interesados, así como las que presenten los asistentes a la audiencia pública. La respuesta a las observaciones podrá ser efectuada vía correo electrónico por intermedio de los Consejos Departamentales del Colegio de Ingenieros correspondientes, dentro de los cinco (05) días hábiles de realizada la audiencia pública. Dentro del mismo plazo, la respuesta a las observaciones será publicada en el portal de Internet del COES.</p>	Se ha cumplido lo correspondiente a la fecha.
6	19.4 El COES incluirá en el informe que sustenta su propuesta del Plan de Transmisión la debida justificación cuando modifique o no tome en cuenta alguna propuesta que los Agentes o interesados hayan presentado.	Se ha cumplido.
7	19.5 Una vez concluida la elaboración o actualización del Plan de Transmisión, cualquier Agente o interesado podrá solicitar la información pertinente utilizada por el COES en dicho proceso. El COES proporcionará la información solicitada, excepto la información calificada como confidencial.	

Anexo B

5.2. Lista de verificación sobre cumplimiento de “Criterios y Metodología para la Elaboración del Plan de Transmisión” (R.M. N° 129-2009-MEM/DM)

Conforme se señala en la Quinta Disposición Transitoria de la Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, Osinermin ha desarrollado los estudios para establecer los criterios y metodología de planificación a ser utilizados en la elaboración del Plan de Transmisión, los cuales fueron aprobados mediante Resolución Ministerial N° 129-2009-MEM/DM - “Criterios y Metodología para la Elaboración del Plan de Transmisión”.

A fin de verificar el cumplimiento de las políticas y criterios establecidos en la mencionada R.M. N° 129-2009-MEM/DM. A continuación, se indican los artículos y numerales pertinentes:

ÍTEM	DESCRIPCIÓN DE LA NORMA	CUMPLIMIENTO
5.2.1. Aspectos Generales		
	<i>Artículo 21° Pautas Generales para la Elaboración del Plan de Transmisión</i>	
1	<p>21.1 Para elaborar el PT el COES deberá tener en cuenta lo siguiente:</p> <p>a) Resultados y conclusiones obtenidos durante la elaboración del Informe de Diagnóstico.</p> <p>b) Propuestas de solución presentadas por los Agentes del SEIN e interesados a la problemática identificada por el COES en el Informe de Diagnóstico.</p> <p>c) Otras presentaciones efectuadas por los Agentes del SEIN y los interesados, relativas a problemas que, pese a no haber sido identificados por el COES en el Informe de Diagnóstico, en opinión de dichos Agentes o interesados deben ser resueltos en el marco del PT.</p>	Se ha cumplido.
2	<p>22.4 Medios y Plazos para la Presentación del PT: El COES deberá poner el PT a disposición del Ministerio, Osinermin, los agentes e interesados, de acuerdo con lo siguiente:</p> <p>a) Para la presentación al Ministerio y a Osinermin, COES deberá, adicionalmente, entregar un ejemplar impreso y en medio electrónico. El medio electrónico deberá contener: 1) un archivo en formato PDF que sea idéntico a la versión impresa; 2) Los archivos en los formatos originales; 3) <u>Todos archivos de cálculo, reportes, entre otros, que sustenten los valores y textos contenidos en el volumen impreso;</u> y, 4) <u>un archivo de ayuda que describa el contenido del medio.</u></p> <p>b) <u>Toda la documentación mencionada en el literal anterior deberá ser consignada en la página del COES, sin restricciones de acceso para</u></p>	Se ha cumplido lo correspondiente a la fecha.

ÍTEM	DESCRIPCIÓN DE LA NORMA	CUMPLIMIENTO
	<p><i>todos los interesados.</i></p> <p>c) <i>En caso de requerirse la presentación de gráficos o diseños en formatos alternativos a los antes indicados, COES deberá instalar un link en su sitio Web que permita la descarga gratuita del software necesario, teniendo en cuenta la normativa que resguarda los derechos de autor.</i></p> <p>d) <i>Respecto a los plazos para las entregas de información y/o su puesta a disposición, se estará a lo previsto en el Reglamento.</i></p>	
5.2.2. Alcance de la Norma		
3	<p>Artículo 20° Sobre los Alcances del Plan de Transmisión</p> <p><i>El PT comprende todas aquellas instalaciones del SEIN descritas en los numerales 14.1, 14.2 y 14.3 del Reglamento de Transmisión, considerando las ITC que resulten de la aplicación de los criterios y metodologías establecidos en la presente norma.</i></p> <p><i>En el caso de las instalaciones que resulten de importancia fundamental para el mantenimiento de la seguridad, calidad y fiabilidad del SEIN se considerarán, en las Actualizaciones del Plan de Transmisión propuestas por el COES, a las instalaciones de Corriente Continua, las instalaciones flexibles de control (FACTS), tales como los Compensadores Estáticos de Potencia Reactiva (SVC), los Compensadores Serie Controlados con Tiristores (TCSC), u otros componentes o sistemas, que resulten necesarios o convenientes para la operación del SEIN en su conjunto. Estas instalaciones serán propuestas a partir de los análisis del propio Plan de Transmisión o del Informe de Diagnóstico, así como de la planificación de la operación indicada en el Artículo 95 del Reglamento de la LCE.</i></p>	Se ha cumplido.
5.2.3. Definición de Zonas del SEIN		
4	<p>Artículo 13° Zonas del SEIN</p> <p>13.1 <i>Para el análisis de Planificación del SEIN, el COES establecerá Zonas o áreas eléctricas, las cuales están conformadas por los nodos que mantienen una coherencia en el comportamiento eléctrico y angular que se reflejan en una uniformidad de precios marginales durante condiciones de congestión de enlaces.</i></p> <p>13.2 <i>Sobre la base de los criterios anteriores, el COES pondrá a consideración de Osinermin, para su aprobación, las zonas o áreas eléctricas.</i></p>	Se ha cumplido.
5.2.4. Proyección de la Demanda		
5	<p>14.1 Generalidades</p> <p>(...)</p> <p>b) <i>Se deberá realizar proyecciones determinísticas de la demanda del SEIN para tres (3) hipótesis de crecimiento:</i></p> <p>i) <i>Hipótesis de Crecimiento Medio de la Demanda (Hipótesis Base): Esta hipótesis será formulada como la de mayor certidumbre de ocurrencia en el horizonte de estudio y sobre cuya base se formularán las otras dos hipótesis.</i></p> <p>ii) <i>Hipótesis de Crecimiento Alto de la Demanda (Hipótesis</i></p>	Se ha cumplido.

ÍTEM	DESCRIPCIÓN DE LA NORMA	CUMPLIMIENTO
	<p><i>Optimista</i>): Esta hipótesis deberá ser la base para la formulación de condiciones extremas de alta demanda en el horizonte de estudio.</p> <p>iii) Hipótesis de Crecimiento Bajo de la Demanda (<i>Hipótesis Pesimista</i>): Esta hipótesis deberá ser la base para la formulación de condiciones extremas de baja demanda en el horizonte de estudio.</p>	
6	<p>14.2 Estructuras de Cargas del SEIN: La metodología de proyección de la demanda en la Hipótesis Base, deberá contemplar la siguiente estructuración de tipos de cargas del SEIN:</p> <p>a) Cargas Vegetativas: Cargas cuyos tamaños relativos al sistema son menores, pero que en conjunto representan una gran proporción de la demanda del SEIN y que pueden ser expresados estadísticamente.</p> <p>b) Cargas Especiales: Cada carga existente relativamente mayor, como las industriales, mineras o metalúrgicas, cuyo crecimiento es escalonado y depende de los proyectos de ampliación de las mismas.</p> <p>c) Cargas Incorporadas: Cargas de sistemas eléctricos aislados, que se incorporan al SEIN, que no se representan en el modelo estadístico para las cargas vegetativas por no tener suficiente información histórica.</p> <p>d) Cargas de Grandes Proyectos: Nuevos proyectos de inversión, industriales, mineros y metalúrgicos, entre otros, que representan cargas relativamente mayores y que están previstos para entrar en operación en el horizonte de estudio.</p>	Se ha cumplido.
5.2.5. Formulación de Futuros de la Demanda		
7	<p>14.6 Criterios Para la Formulación de Futuros de Demanda para Planificación de la Transmisión: Los Futuros de demanda requeridos por la metodología de Planificación de la transmisión serán calculados, sobre la base de las proyecciones de las hipótesis de crecimiento de la demanda determinísticos: Base, Optimista y Pesimista. La definición de Los Futuros considerará las posibles variaciones entre las Zonas del SEIN definidas conforme al Artículo 13°.</p> <p>a) Los Futuros de demanda media serán formulados a partir de la proyección de la demanda de todas las cargas consideradas para la Hipótesis Base.</p> <p>b) Los Futuros de demanda alta serán formulados a partir de la Hipótesis Optimista, sobre la base de las proyecciones de demanda de Cargas Vegetativas, Cargas Especiales, Cargas Incorporadas, Proyectos de Ampliación y Grandes Proyectos; en este último, se considerarán de manera individual los Grandes Proyectos en construcción, estudio y exploración.</p> <p>c) Los Futuros de demanda baja serán formulados a partir de la Hipótesis Pesimista, sobre la base de las proyecciones de demanda de Cargas Vegetativas, Cargas Especiales, Cargas Incorporadas, Proyectos de Ampliación y Grandes Proyectos; en este último se considerarán de manera individual los Grandes Proyectos en construcción.</p>	Se ha cumplido.
8	<p>14.8 Como resultado final de esta etapa se deberá obtener una <u>matriz de Futuros de demanda de tres dimensiones</u>, "$N \times 3 \times A$", donde "N" es la cantidad de Zonas conforme al Artículo 13°, "3" es la cantidad de hipótesis (Base, Optimista y Pesimista) y "A" es la cantidad de años del horizonte de estudio.</p>	Se ha cumplido.

ÍTEM	DESCRIPCIÓN DE LA NORMA	CUMPLIMIENTO
9	<p>16.4 Esta metodología involucra cuatro pasos:</p> <p>a) Formular adecuadamente el problema, en términos de Opciones, incertidumbres y Atributos.</p> <p>b) Crear una base de datos (conjunto relacionado de incertidumbres-opciones-atributos) y expandirla a efectos de obtener información representativa de un número importante de escenarios.</p> <p>c) Efectuar el análisis de trade-off.</p> <p>d) En caso de no encontrar soluciones robustas, complementar el análisis Trade-off con el análisis de minimizar el máximo arrepentimiento (MINIMAX).</p>	Se ha cumplido.
5.2.6. Expansión de la oferta de generación		
10	<p>Artículo 15° Expansión de la oferta de generación</p> <p>15.5 Criterios y Metodología para la Formulación de Futuros de Generación para Planificación de la Transmisión</p> <p>a) Los Futuros de generación considerados para la Planificación de la transmisión servirán para determinar los Enlaces Troncales de transmisión entre zonas o áreas del SEIN, por lo que las variaciones de oferta de generación se darán para presentar mayor o menor exigencia de estos Enlaces Troncales, pero sin alterar la capacidad total del sistema. Para esto se considerarán postergaciones o la no ejecución de proyectos de generación en una Zona, pero a cambio deberá considerarse proyectos de generación adicionales de similar capacidad en el otro extremo del enlace troncal, de modo que la capacidad total del SEIN y los márgenes de reserva no resulten afectados.</p> <p>b) Una vez establecidas las áreas o zonas conforme al Artículo 13°, los enlaces entre éstas resultarán ser los corredores principales de proyectos de transmisión troncal del SEIN.</p>	Se ha cumplido.
5.2.7. Formulación de Futuros de generación		
11	<p>15.7 Como resultado final de esta etapa se deberá obtener una matriz de Futuros de oferta de generación de tres dimensiones, "N x 3 x A", donde "N" es la cantidad de Zonas conforme al Artículo 13°, "3" es la cantidad de hipótesis (Base, Optimista y Pesimista) y "A" es la cantidad de años del horizonte de estudio</p>	Se ha cumplido.
5.2.8. Formulación de Futuros de exportación/importación		
12	<p>14.7 Criterios y Metodología de Formulación de Futuros de Exportación: Los Futuros de exportación de energía eléctrica por las interconexiones internacionales serán consecuencia de las hipótesis de intercambio internacional de energía, que deberá incluir el COES, con su respectivo sustento, en el PT.</p>	Se ha cumplido.

ÍTEM	DESCRIPCIÓN DE LA NORMA	CUMPLIMIENTO
13	<p>15.6 Criterios y Metodología de Formulación de Futuros de Importación: Los Futuros de importación de energía eléctrica por las interconexiones internacionales serán consecuencia de las hipótesis de intercambio internacional de energía, que deberá incluir el COES, con su respectivo sustento, en el PT.</p>	Se ha cumplido.
5.2.9. Establecimiento de Escenarios		
14	<p>16.5 Establecimiento de Escenarios</p> <p>a) La Tarea se inicia con la definición de las incertidumbres a evaluar y sus valores Medio, Alto y Bajo para todo el horizonte de estudio y para cada Zona definida conforme al Artículo 13°. Las incertidumbres a considerar deben ser al menos las siguientes: demanda, oferta de generación, hidrología y costo de combustibles.</p> <p>b) Luego se definen los Futuros para cada zona, los cuales resultan de las combinaciones de los valores de las incertidumbres para los años 1, 3, 6, 10 y 15 del horizonte del estudio; de ser necesario, se deberá evaluar otros años intermedios. Por ejemplo, si se consideran tres valores de demanda y cuatro valores de oferta para cada valor de demanda, se tendrían como máximo $3 \times 4 = 12$ Futuros para cada zona.</p> <p>c) Se realiza una combinación de los Futuros de las zonas con el fin de estudiar los flujos en bloque entre las distintas áreas de demanda; este grupo de combinaciones es el conjunto total de Futuros en el cual se evaluarán las opciones. Por ejemplo, si se consideran 3 zonas del SEIN y 9 futuros para cada zona se tendrían como máximo $9 \times 9 \times 9 = 729$ Futuros a nivel del SEIN.</p> <p>d) Determinados los distintos Futuros resultará necesario establecer los diferentes Planes para todos aquellos Futuros que planteen requerimientos de transmisión diferentes. Los Planes estarán integrados por conjuntos de las distintas Opciones (proyectos) candidatos para estar en operación en el año horizonte del estudio.</p> <p>e) Para establecer las Opciones se seguirá un enfoque "estratégico", entendiéndose por ello que la tarea se concentrará en establecer las características fundamentales del Sistema de Transmisión en el año horizonte del estudio, tales como los corredores de transmisión, los niveles de tensión, la capacidad de las instalaciones, entre otros. En esos términos, el objetivo de esta primera fase será determinar la capacidad del sistema en el año horizonte.</p>	Se ha cumplido.
5.2.10. Cálculo de Atributos - Costos		
	<p>Artículo 11° Criterios Técnico-Económicos</p> <p>Para la evaluación de Planes, se deberán tener en cuenta los criterios técnico - económicos indicados a continuación, los cuales deben emplearse únicamente como indicadores referenciales para la evaluación y ranking de las Opciones o Planes.</p>	
15	<p>11.1 Criterio N-1</p> <p>a) Al planificar la expansión de la transmisión del SEIN se seguirá el siguiente criterio: Se considera que una Opción o Plan satisface el criterio N-1 si la relación W/US\$ supera el rango establecido para el</p>	Se ha cumplido.

ÍTEM	DESCRIPCIÓN DE LA NORMA	CUMPLIMIENTO								
	<p><i>mismo.</i></p> <p>b) Se entiende por “W” a la cantidad de potencia, expresada en vatios, que adquiere redundancia de conexión al SEIN gracias a la Opción o Plan evaluado. La cantidad de potencia debe considerar tanto a la generación (potencia efectiva) como a la demanda y no debe considerar a la potencia que, sin la Opción o Plan evaluado, ya cuenta con redundancia de conexión al SEIN.</p> <p>c) Se entiende por “US\$” al costo total de inversión, expresado en US\$, de la Opción o Plan evaluado.</p> <p>SEGUNDA DISPOSICIÓN FINAL Los primeros valores de referencia recomendados para los Criterios Técnico-Económicos definidos en los numerales 11.1 y 11.2 son los siguientes:</p> <table border="1" data-bbox="504 714 1233 848"> <thead> <tr> <th>Criterio</th> <th>Valor de Referencia recomendado</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>N-1</td> <td>3 W / US\$</td> </tr> <tr> <td>HDN</td> <td>100 Horas / Millón US\$</td> </tr> <tr> <td>MFI</td> <td>15 kWh / US\$</td> </tr> </tbody> </table>	Criterio	Valor de Referencia recomendado	N-1	3 W / US\$	HDN	100 Horas / Millón US\$	MFI	15 kWh / US\$	
Criterio	Valor de Referencia recomendado									
N-1	3 W / US\$									
HDN	100 Horas / Millón US\$									
MFI	15 kWh / US\$									
16	<p>11.2 Criterios Económico – Operativos</p> <p>Se seguirán los siguientes criterios económicos - operativos de la transmisión del SEIN:</p> <p>a) Horas de Despacho No Económico - HDN</p> <p>b) MWh de Flujos Interrumpidos - MFI</p>	<p>Se ha cumplido parcialmente.</p> <p>Véase el literal c) del numeral 3.1.4 del presente informe</p>								
17	<p>11.3 Criterios Económicos de Beneficio y Costo</p> <p>Se seguirán los siguientes criterios económicos de beneficio y costo de la transmisión del SEIN, bajo un enfoque metodológico de solución de compromiso (“Trade-off”):</p> <p>a) El Valor Presente del Costo Total - VPCT</p> <p>b) El Valor Presente del Pago Anual de la Demanda por Energía – VPPD</p>	Se ha cumplido.								
18	<p>11.4 Criterios exclusivos para la planificación de las ITC</p> <p>a) Criterio de Mínimo Costo</p> <p>b) Criterio de Redundancia</p>	Se ha cumplido								
19	<p>11.5 Criterios exclusivos para la Integración de Sistemas Aislados al SEIN</p> <p>a) Criterio de Elegibilidad</p> <p>b) Criterio de Mínimo Costo</p>	No se requirió en esta oportunidad								
18	<p>16.6 Cálculo de Atributos</p> <p>a) Para cada Escenario y para cada año, a partir del año de entrada de la Opción en cuestión, se calculan los valores de los distintos Atributos, establecidos en el Artículo 11°. Los Atributos serán calculados con el modelo de Simulación de la Operación Económica de Mediano y Largo Plazo.</p> <p>b) Para efectuar el cálculo de los Atributos se puede simular un número reducido de Escenarios y luego realizar interpolaciones</p>	Se ha cumplido.								

ÍTEM	DESCRIPCIÓN DE LA NORMA	CUMPLIMIENTO
	<p>para calcular los Atributos de los Escenarios restantes. Para tal fin, se utilizará un número menor del total de los Escenarios seleccionados, este subconjunto de Escenarios se obtiene de la combinación de las Opciones e Incertidumbres que se estimen necesarias a fin de obtener valores intermedios de Atributos mediante interpolaciones. A partir de los valores de Atributos calculados con el modelo de Simulación de la Operación Económica de Mediano y Largo Plazo para el número reducido de Escenarios, se calcularán los Atributos para el resto de Escenarios mediante un procedimiento de interpolación.</p> <p>c) Los costos de las Opciones deberán resultar de una metodología de estimación de inversiones y costos de operación y mantenimiento para cada nuevo proyecto que resulte en un tratamiento homogéneo para todos ellos. <u>El costo de inversión debe determinarse, en lo posible, con los costos estándares publicados por Osinerqmin</u>, en su defecto se debe tener como referencia el promedio de costos de inversiones similares a nivel internacional o de estudios de costos estándares de referencia internacional. Para determinar las anualidades de las instalaciones se considerará una vida útil de las mismas de treinta (30) años, mientras la tasa de actualización será la determinada en el Artículo 79° de la LCE. Los costos de operación y mantenimiento anuales se adoptarán como un porcentaje promedio de los valores vigentes a la fecha de inicio del PT, correspondiente al Sistema Principal de Transmisión y Sistema Garantizado de Transmisión.</p> <p>d) Para el cálculo de los Atributos HDN, MFI, VPPD, VPCT se emplearán los resultados del modelo para la Simulación de la Operación Económica de Mediano y Largo Plazo. Para ello, en cada escenario, el COES deberá simular la operación del sistema con y sin cada una de las Opciones de cada Plan, obteniendo el valor de los Atributos para cada Opción.</p>	
19	<p>Artículo 19° Base de Datos</p> <p>19.1 En la elaboración del PT el COES utilizará las bases de datos empleadas para la preparación del Informe de Diagnóstico, actualizadas y/o complementadas.</p> <p>19.2 Las bases de datos deberán ser, en todo lo posible, de estructura estándar y abierta, y de preferencia se adecuarán a los criterios del Modelo de Información Común (CIM, Common Information Model).</p> <p>19.3 Para el Modelo de Simulación de la Operación del Sistema</p> <p>a) Para la ejecución de los estudios de simulación de la operación del sistema, dichas bases contendrán la información relativa al primer año del PT. Dicha información será expandida a la totalidad de los años del horizonte del estudio, o a los años de corte necesarios; para ellos, se tendrá en cuenta los siguientes criterios:</p> <p>(i) Los Planes firmes de expansión de la generación, para el cubrimiento del corto plazo.</p> <p>(ii) Las alternativas posibles de expansión de generación para el cubrimiento del mediano y largo plazos, conforme lo indicado en el Artículo 15°.</p> <p>(iii) Los datos de demanda deberán corresponder a las hipótesis planteadas conforme al Artículo 14°.</p> <p>(iv) Los datos de demanda serán desagregados en potencia activa y reactiva, considerando que toda demanda tiene un factor de potencia no menor a 0,95.</p> <p>b) La información a considerar incluirá, al menos, parámetros eléctricos de las instalaciones de generación y transmisión y demás información relacionada con las simulaciones de flujos de carga,</p>	Se ha cumplido.

ÍTEM	DESCRIPCIÓN DE LA NORMA	CUMPLIMIENTO
	<p>estudios de cortocircuito y estudios de comportamiento dinámico.</p> <p>19.4 Para el Modelo de Simulación de la Operación Económica de Mediano y Largo Plazo</p> <p>a) La información a considerar por el modelo de simulación incluirá, por lo menos, lo siguiente:</p> <p>(i) Parámetros de entrada: número y duración de bloques horarios, costo de racionamiento, horas por bloques horarios para resolución mensual, costos unitarios de energéticos, horizonte de estudio, topología de la red.</p> <p>(ii) Para la demanda: datos de demandas en barras de energía, por bloques horarios</p> <p>(iii) Para centrales hidráulicas:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Registros hidrológicos. - La simulación de las cuencas hidráulicas, con detalle de capacidad de reservorios de regulación, anual, estacional y diarios. - Potencias efectivas de las unidades de generación. - Horas y meses de mantenimiento de las unidades. <p>(iv) Para centrales térmicas:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Potencias efectivas de las unidades de generación. - Potencias mínimas permisibles. - Costos variables no combustibles. - Rendimientos térmicos. - Horas y meses de mantenimiento de las unidades. - Tasas de salida forzada de las unidades. <p>(v) Para líneas de transmisión:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Capacidades de transmisión. - Parámetros de tensión, longitud, resistencia unitaria e impedancia unitaria. <p>b) Para estudiar los costos y demás parámetros económicos asociados a la simulación energética de la operación del sistema, el COES utilizará valores auditables de costos variables de las unidades de generación actualizados a la fecha de estudio, inclusive para generadores a gas natural; para efecto de estos análisis se considerará rangos de variación extremos del precio del gas en el horizonte del estudio, como una incertidumbre más. Los precios de gas deben considerar todos los costos de suministro, transporte y distribución de gas que corresponda, aplicables a los generadores.</p>	
5.2.11. Análisis de Decisión		
20	<p>16.7 Análisis de Decisión: El Análisis de Decisión se realizará utilizando la Metodología Trade-off. Para tal fin se empleará un modelo destinado a la toma de decisiones de Planificación de la transmisión en un marco de incertidumbre, que buscará establecer soluciones robustas.</p> <p>(...)</p> <p>b) Si no se encuentra un Plan Robusto se deberá determinar una Lista Corta de Opciones o Planes. La Lista Corta resultará conformada por los siguientes: 1) Planes cuya ubicación en la superficie n-dimensional de Atributos (resultante de la Metodología Trade-Off) está en o es próxima a un codo de la misma y 2) Las Opciones o Planes que no estén comprendidas en 1) pero que, a criterio del COES, debieran incluirse en la Lista Corta; para este fin, el COES deberá tomar como referencia los Atributos definidos en el Artículo 11°; y de ser necesario, otros criterios debidamente sustentados, los que pueden incluir la priorización de los Atributos.</p>	Se ha cumplido.

ÍTEM	DESCRIPCIÓN DE LA NORMA	CUMPLIMIENTO																
	<p>c) Cuando, en función de los resultados obtenidos, no pudiera asegurarse la existencia de al menos un Plan robusto, el COES utilizará la metodología de análisis de riesgo para los Escenarios de la Lista Corta descrita en el apartado 16.9 siguiente y, de encontrarlo necesario, podrá proponer la consideración de criterios complementarios, debidamente sustentados.</p>																	
21	<p>16.10 Casos de planes empatados: En el caso que los resultados de análisis de decisión y de riesgo anteriores resulten en empates técnicos entre dos o más Opciones o Planes, el COES deberá proponer, debidamente sustentada, la selección de una Opción o un Plan con base en un análisis de los valores de los Atributos de cada Plan que tengan en cuenta las políticas establecidas por el Ministerio.</p>	No se requirió en esta oportunidad.																
22	<p>Artículo 18° Modelos de Planificación</p> <p>18.1 Para la elaboración del PT el COES empleará modelos que cumplan con los objetivos señalados en los literales a), b) y c) del presente numeral. El COES empleará modelos con tres objetivos diferentes:</p> <p>a) Modelo o modelos para la toma de decisiones de Planificación de la transmisión en un marco de incertidumbre, buscando establecer soluciones robustas, basado en la Metodología de Trade-off.</p> <p>b) Modelo para la Simulación de la Operación Económica de Mediano y Largo Plazo, destinado a verificar el cumplimiento de los criterios económicos de Planificación al simular la operación del sistema con y sin los nuevos proyectos de transmisión que se evalúen en el marco del PT.</p> <p>c) Modelo para la Simulación de la Operación del Sistema, destinado a verificar el cumplimiento de los criterios técnicos de desempeño de Planificación al simular la operación del sistema con los nuevos proyectos de transmisión que se evalúen en el marco del PT.</p>	Se ha cumplido.																
5.2.12. Verificación de los Criterios Técnicos de Desempeño																		
23	<p>Artículo 10° Criterios Técnicos de Desempeño</p> <p>(...) El COES podrá adoptar criterios técnicos de desempeño complementarios necesarios para el desarrollo del estudio de planificación, los cuales deberán ser debidamente sustentados.</p> <p>PRIMERA DISPOSICIÓN FINAL Fíjese los primeros valores para los Criterios Técnicos de Desempeño</p> <table border="1" data-bbox="507 1570 1270 2056"> <thead> <tr> <th>Criterio</th> <th>Valor Adoptado</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Tensión – Normal</td> <td>0,95 - 1,05 p.u.</td> </tr> <tr> <td>Tensión – Emergencia</td> <td>0,90 - 1,10 p.u. para tensión ≥ 220 kV 0,90 - 1,05 p.u. para tensión ≤ 138 kV</td> </tr> <tr> <td>Sobrecargas – Normal</td> <td>No permitidas</td> </tr> <tr> <td>Sobrecargas – Emergencia</td> <td>No permitidas</td> </tr> <tr> <td>Generación Activa y Reactiva de (Generadores)</td> <td>Dentro de Límites Operativos</td> </tr> <tr> <td>Verificación por Estabilidad Transitoria Falla Trifásica Sólida</td> <td>Sistema debe ser estable ante apertura en 6 ciclos.</td> </tr> <tr> <td>Verificación por Estabilidad Transitoria Si es inestable, Falla monofásica con recierre exitoso</td> <td>Sistema debe ser estable ante apertura no mayor a 6 ciclos para Extra y Muy Alta Tensión, y no mayor a 8 ciclos para Alta Tensión; con recierre 500 ms</td> </tr> </tbody> </table>	Criterio	Valor Adoptado	Tensión – Normal	0,95 - 1,05 p.u.	Tensión – Emergencia	0,90 - 1,10 p.u. para tensión ≥ 220 kV 0,90 - 1,05 p.u. para tensión ≤ 138 kV	Sobrecargas – Normal	No permitidas	Sobrecargas – Emergencia	No permitidas	Generación Activa y Reactiva de (Generadores)	Dentro de Límites Operativos	Verificación por Estabilidad Transitoria Falla Trifásica Sólida	Sistema debe ser estable ante apertura en 6 ciclos.	Verificación por Estabilidad Transitoria Si es inestable, Falla monofásica con recierre exitoso	Sistema debe ser estable ante apertura no mayor a 6 ciclos para Extra y Muy Alta Tensión, y no mayor a 8 ciclos para Alta Tensión; con recierre 500 ms	Se ha cumplido.
Criterio	Valor Adoptado																	
Tensión – Normal	0,95 - 1,05 p.u.																	
Tensión – Emergencia	0,90 - 1,10 p.u. para tensión ≥ 220 kV 0,90 - 1,05 p.u. para tensión ≤ 138 kV																	
Sobrecargas – Normal	No permitidas																	
Sobrecargas – Emergencia	No permitidas																	
Generación Activa y Reactiva de (Generadores)	Dentro de Límites Operativos																	
Verificación por Estabilidad Transitoria Falla Trifásica Sólida	Sistema debe ser estable ante apertura en 6 ciclos.																	
Verificación por Estabilidad Transitoria Si es inestable, Falla monofásica con recierre exitoso	Sistema debe ser estable ante apertura no mayor a 6 ciclos para Extra y Muy Alta Tensión, y no mayor a 8 ciclos para Alta Tensión; con recierre 500 ms																	

ÍTEM	DESCRIPCIÓN DE LA NORMA	CUMPLIMIENTO
	<i>definidos en el Artículo 10° conforme el siguiente cuadro:</i>	
24	16.8 Verificación de los Criterios Técnicos de Desempeño: <i>Se debe verificar la factibilidad técnica del Plan Robusto o de la Lista Corta para todos los Escenarios en el año horizonte. A fin de determinar en qué año se requiere que entren en operación las instalaciones de estos Planes, se evaluará el cumplimiento de los Criterios Técnicos de Desempeño en los años intermedios. Para realizar los cálculos a que refiere este numeral el COES recurrirá al modelo destinado a la Simulación de la Operación del Sistema</i>	Se ha cumplido.

5.2.13. Análisis de riesgo y criterios para la selección del plan de expansión		
25	<p>16.9 Análisis de Riesgo</p> <p>a) <i>En caso de no disponerse de ningún Plan Robusto, la Metodología Trade-off se complementará con la aplicación de un modelo complementario que siga la metodología de mínimo arrepentimiento (MINIMAX), que buscará identificar el Plan con mínima exposición al arrepentimiento y que también ayudará a precisar las maneras de mitigar los riesgos o las potenciales consecuencias adversas.</i></p> <p>b) <i>Como complemento al análisis con el método MINIMAX se analizarán los Planes de la Lista Corta, con base a los siguientes elementos:</i></p> <p>(i) <i>La probabilidad de robustez definido como el porcentaje de futuros en los cuales el Plan es Robusto.</i></p> <p>(ii) <i>La exposición al riesgo, definido como la diferencia del Atributo para un Plan menos el atributo de otro plan.</i></p> <p>(iii) <i>La distribución del arrepentimiento.</i></p> <p>c) <i>Para efectos de mitigar el riesgo se propondrá nuevas opciones o combinaciones de las ya propuestas (cobertura), y el análisis debe retornar al paso de Cálculo de Atributos, numeral 16.6.</i></p>	<p>Se ha cumplido parcialmente.</p> <p>Véase numeral 3.1.3 literal e) y 3.1.4 literal c)</p>
26	<p>Artículo 17° Comprobación Metodológica de Validez de Proyectos en Horizonte</p> <p><i>Las Opciones seleccionadas, de mayor impacto para el SEIN y que involucren enlaces troncales entre Zonas, se evaluarán con la misma metodología establecida en la presente Norma, en el quinto año adicional al horizonte del estudio. Este análisis servirá únicamente para determinar si tales Opciones se mantienen como soluciones consistentes en el tiempo.</i></p> <p><i>En caso que dichas Opciones no se mantengan como soluciones para dicho horizonte ampliado, las mismas deberán ser reformuladas o de ser el caso no serán consideradas en el PT.</i></p>	Se ha cumplido.
5.2.14. Sustento de Proyectos Vinculantes		
27	<p>Artículo 22° Sobre el Contenido Mínimo del Plan de Transmisión</p> <p>22.1 <i>Sustento de los Proyectos: Cada proyecto del PT deberá contar con la necesaria documentación de sustento, que se adjuntará como anexo al PT y dará soporte a las afirmaciones, evaluaciones o valorizaciones que este contenga. Dicha documentación de sustento comprenderá, entre otros, los siguientes aspectos:</i></p> <p>a) <i>Detalle de las hipótesis adoptadas.</i></p> <p>b) <i>Criterios de ingeniería y económicos empleados para la elaboración del Anteproyecto.</i></p> <p>c) <i>Descripción de los modelos utilizados.</i></p> <p>d) <i>Resultados de las simulaciones realizadas.</i></p> <p>e) <i>Bases de datos empleadas.</i></p>	Se ha cumplido.

28	<p>TÍTULO VIII SOBRE LOS PROYECTOS VINCULANTES Artículo 23° Contenido Mínimo Referido a los Proyectos Vinculantes</p> <p>23.1 Como parte del proceso de elaboración del PT y en relación con cada uno de los Proyectos Vinculantes identificados, el COES deberá acompañar, junto con el Anteproyecto establecido en el Reglamento, la siguiente información desarrollada al nivel de estudio de ingeniería básica, que cubra los siguientes aspectos:</p> <ul style="list-style-type: none"> a) Como parte de la Memoria Descriptiva del Proyecto, un detalle de la capacidad de la instalación para las condiciones operativas previstas. b) Como parte de los Diagramas Unifilares, la definición de los esquemas de conexión y cantidad de salidas a considerar para los diferentes niveles de tensión de las estaciones transformadoras, para los fines de su diseño. c) Como parte de las Especificaciones Técnicas Básicas de los equipos e instalaciones del sistema de potencia, las referidas a los niveles de potencia de cortocircuito trifásica y monofásica a considerar en los puntos principales de las nuevas instalaciones. d) La definición básica de las filosofías de control y protección a utilizar. e) Las rutas probables y/o ubicación tentativa de las instalaciones deben estar trazadas sobre cartas nacionales topográficas. f) Como parte de la ubicación y/ ruta probable se deberá incluir: i) estimaciones de las condiciones ambientales a ser consideradas para el diseño (vientos, temperaturas, altitudes, nivel isoceraúnico, etc.) a lo largo de su ruta y ii) descripción de las áreas con posibles restos arqueológicos y otras fuentes de conflictos medioambientales potenciales. g) Presupuesto ajustado al nivel de proyecto de ingeniería básica. h) El cronograma de actividades a realizar para licitar el proyecto, tanto si la obra se gestiona como parte del SGT o como parte del SCT, teniendo presente la fecha prevista para puesta en operación comercial. i) Propuesta de determinación de los beneficios económicos resultantes y asignación de compensaciones para la remuneración de las instalaciones del SGT de acuerdo con el procedimiento y método aprobado por el Ministerio en cumplimiento con lo indicado en el Artículo 15°, numeral 15.2 y el Título V del Reglamento de Transmisión. j) La fecha prevista para la puesta en operación comercial de cada instalación. 	<p>Se ha cumplido parcialmente.</p> <p>Véase el numeral 3.2.1 del presente informe.</p>
<p>5.2.15. Información de los proyectos no incluidos como Proyectos Vinculantes</p>		
29	<p>22.2 Información de los Proyectos no incluidos como Proyectos Vinculantes: Para cada instalación del PT que no es Proyecto Vinculante, se deberá acompañar un anteproyecto conformado, como mínimo, por la siguiente información:</p> <ul style="list-style-type: none"> a) Problemática del Diagnóstico con la que se vincula. b) Memoria Descriptiva del Proyecto que incluya un detalle de las capacidades resultantes de la instalación para las condiciones operativas previstas. c) Diagramas Unifilares, donde se señale los aspectos básicos de funcionalidad del proyecto. d) Especificaciones Técnicas Básicas de equipos e instalaciones. e) Rutas posibles y/o ubicación referencial de las instalaciones, sobre un mapa topográfico en escala apropiada. f) Presupuesto estimativo, elaborado a partir de un desglose mínimo de sus elementos integrantes. 	<p>Se ha cumplido.</p>

	<p>g) Fecha o hito para la entrada en servicio comercial, refiriendo su posible vinculación o dependencia con otras obras del PT.</p> <p>h) Corrientes y potencias de cortocircuitos.</p>	
30	<p>22.3 Información Relacionada con Instalaciones Existentes</p> <p>a) Para las instalaciones a que se refiere el literal d) del numeral 22.2 del Artículo 22° de la Ley se deberá adjuntar, como anexo al PT, el sustento para que continúe en operación; así como, el sustento para el nuevo plazo de concesión.</p> <p>b) Se deberá adjuntar, como anexo al PT, el sustento de todas las instalaciones que deban salir de servicio.</p>	<p>No se ha cumplido.</p> <p>Véase el literal a) del numeral 3.4 del presente informe</p>

[sbuenalaya]

/lchb