
Revisión de la Actualización del Plan de Transmisión (período 2015-2024) propuesto por el COES

Lima, julio de 2014

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 02/06/2014, mediante documento COES/D-377-2014, el COES presentó a la Gerencia General de Osinerghmin su propuesta de Actualización del Plan de Transmisión (periodo 2015-2024), 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”).

En mérito a lo indicado en el párrafo precedente, la División de Generación y Transmisión de Osinerghmin ha efectuado la revisión de la Actualización del Plan de Transmisión, periodo 2015-2024 (en adelante “PT 2015-2024”), propuesto por el COES, encontrándose las observaciones que se resumen a continuación, las mismas que son detalladas en la sección 3 del presente informe:

1. En cuanto a los “Criterios y Metodología para la Elaboración del Plan de Transmisión”, establecidos en la RM 129-2009, estos no han sido cumplidos a cabalidad en la elaboración del PT 2015-2024, por las siguientes razones:
 - 1.1 El COES señala que la definición de zonas se realizó en base al estudio COES/DP-SPL-06-2013, el cual fue utilizado en el PT 2015-2024; al respecto, Osinerghmin ha encontrado inconsistencias en el modelamiento de instalaciones en el modelo PERSEO. En ese sentido, se requiere que el COES presente el estudio debidamente corregido que justifique la adopción de las cuatro zonas: Centro-

Costa, Centro-Sierra, Norte y Sur, tal como lo requiere el Artículo 13.1 de la RM 129-2009.

- 1.2 Existen consideraciones no apropiadas para la expansión de la oferta de generación, ya que para la simulación del despacho óptimo con el software PERSEO, las centrales con Recursos Energéticos Renovables (RER) solares han sido consideradas dentro de los grupos térmicos. Se requiere la revisión de este criterio, ya que podría distorsionarse el efecto sobre las redes conexas al punto de conexión de este tipo de centrales.
 - 1.3 En la expansión de la Oferta de Generación no se ha considerado tres (03) centrales de generación tales como: Central Térmica Planta Reserva Fría de Iquitos (70 MW), Central Hidroeléctrica Mazán (240 MW aproximadamente) y la Central Hidroeléctrica OCO 2010.
 - 1.4 Se ha detectado algunas transgresiones a los Criterios Técnicos de Desempeño relacionados con instalaciones del Plan Vinculante 2020. Dado que, ante las contingencias de las líneas “LT 500 kV Carabaylo – Chimbote” y “LT 138 kV Aguaytía – Pucallpa”, se generan sobrecargas y colapso de tensión respectivamente.
 - 1.5 No se presentó la información de las simulaciones de la comprobación metodológica del año 2029. Se requiere la presentación de esta información.
 - 1.6 Falta el modelamiento de algunas instalaciones de transmisión del Plan Vinculante en el software DigSilent y existen configuraciones que no han sido actualizadas en mérito a las observaciones planteadas a la versión preliminar del PT 2015-2024.
 - 1.7 No presentó el detalle que sustente la demanda por barras que se ha utilizado en las simulaciones de flujo de potencia con el software DigSilent. Se requiere la presentación de esta información.
 - 1.8 En el Plan de Transmisión 2015-2024 no se han realizado los análisis de contingencia y de estabilidad. Es necesario incluir estos análisis como parte del Plan de Transmisión.
2. En cuanto a los “Anteproyectos del Plan de Transmisión” se tienen las siguientes observaciones:
 - 2.1 Respecto al Banco de reactores de 50 MVAR en 220 kV en SE La Niña y a la LT Tintaya - Azángaro 220 kV, el COES no ha presentado los correspondientes Anteproyectos.
 - 2.2 No cumple a cabalidad con el contenido Mínimo referido a los Proyectos Vinculantes. Es necesario que el COES complemente la información de los proyectos señalados en el sección 3.2.2 del presente informe.
 3. Otras Observaciones:

- 3.1 El COES no indica en ninguna parte de su propuesta del PT 2015-2024, la fecha probable requerida para la reconfiguración de las redes 220 kV de la zona de Lima (apertura de la red anillada).

INDICE

1.	INTRODUCCIÓN	3
1.1.	ANTECEDENTES	3
1.2.	OBJETIVO	5
1.3.	MARCO LEGAL	5
2.	ASPECTOS NORMATIVOS.....	6
2.1.	REGLAMENTO DE TRANSMISIÓN (D.S. N° 027-2007-EM)	6
2.1.1.	<i>Objetivos Generales del Plan de Transmisión</i>	6
2.1.2.	<i>Alcance del Plan de Transmisión</i>	6
2.1.3.	<i>Contenido del Plan de Transmisión</i>	7
2.1.4.	<i>Elaboración, revisión y aprobación del Plan de Transmisión</i>	7
2.1.5.	<i>Participación y transparencia en la elaboración y aprobación del Plan de Transmisión</i>	8
2.2.	CRITERIOS Y METODOLOGÍA PARA LA ELABORACIÓN DEL PLAN DE TRANSMISIÓN (R.M. N° 129-2009-MEM/DM)	8
3.	OBSERVACIONES.....	10
3.1.	OBSERVACIONES SOBRE EL CUMPLIMIENTO DE CRITERIOS Y METODOLOGÍA	10
3.1.1.	<i>Definición de Zonas del SEIN</i>	10
3.1.2.	<i>Expansión de la Oferta de Generación</i>	11
3.1.3.	<i>Establecimiento de Escenarios</i>	11
3.1.4.	<i>Verificación de Criterios Técnicos de Desempeño</i>	12
3.1.5.	<i>Casos de Planes Empatados</i>	13
3.1.6.	<i>Comprobación Metodológica al año 2029</i>	14
3.1.7.	<i>Modelos de Planificación</i>	14
3.1.8.	<i>Base de Datos</i>	16
3.2.	OBSERVACIONES A LOS PROYECTOS VINCULANTES	16
3.2.1.	<i>Anteproyectos no presentados</i>	16
3.2.2.	<i>Información Incompleta</i>	16
3.3.	OBSERVACIONES A LOS PROYECTOS NO INCLUIDOS COMO PROYECTOS VINCULANTES	18
3.3.1.	<i>Información Incompleta</i>	18
3.4.	OTRAS OBSERVACIONES	18
4.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	19
5.	ANEXOS.....	20
	ANEXO A	20
5.1.	LISTA DE VERIFICACIÓN SOBRE CUMPLIMIENTO DEL REGLAMENTO DE TRANSMISIÓN (D.S. N° 027-2007-EM)	20
	ANEXO B	24
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)	24
5.2.1.	<i>Aspectos Generales</i>	24
5.2.2.	<i>Alcance de la Norma</i>	25
5.2.3.	<i>Definición de Zonas del SEIN</i>	25
5.2.4.	<i>Proyección de la Demanda</i>	25
5.2.5.	<i>Formulación de Futuros de la Demanda</i>	26
5.2.6.	<i>Expansión de la oferta de generación</i>	27
5.2.7.	<i>Formulación de Futuros de generación</i>	27
5.2.8.	<i>Formulación de Futuros de exportación/importación</i>	27
5.2.9.	<i>Establecimiento de Escenarios</i>	28
5.2.10.	<i>Cálculo de Atributos - Costos</i>	28
5.2.11.	<i>Análisis de Decisión</i>	31

<i>5.2.12. Verificación de los Criterios Técnicos de Desempeño.....</i>	<i>32</i>
<i>5.2.13. Análisis de riesgo y criterios para la selección del plan de expansión.....</i>	<i>33</i>
<i>5.2.14. Sustento de Proyectos Vinculantes.....</i>	<i>33</i>
<i>5.2.15. Información de los proyectos no incluidos como Proyectos Vinculantes.....</i>	<i>34</i>

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 Osinergmin.

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 Osinergmin 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 07/04/2014, la versión preliminar de la Actualización del Plan de Transmisión 2015-2024 a fin de recibir las opiniones y sugerencias de los interesados, y además, convocó y llevó a cabo el día 08/05/2014, una Audiencia Pública descentralizada, en las ciudades de Lima, Huancayo y Huánuco, 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 02/06/2014 mediante documento COES/D-377-2014, el COES presentó a la Gerencia General de Osinergmin el Informe COES/ DP-01-2014 que contiene su propuesta de Actualización del Plan de Transmisión 2015-2024 (en adelante "INFORME"), a fin de que en un plazo de treinta (30) días hábiles verifique que en la elaboración del plan, se ha cumplido con las políticas y criterios establecidos por el Ministerio para el efecto, conforme lo señala el numeral 17.3 del Reglamento de Transmisión.

La documentación que conforma la propuesta del PT 2015-2024, presentada por el COES, consta de las siguientes partes:

PARTE I: PROPUESTA DE ACTUALIZACIÓN DEL PLAN DE TRANSMISIÓN

Volumen I: Informe de la Propuesta de Actualización del Plan de Transmisión 2015 – 2024.

Volumen II: Anexos A - M.

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. C1: Futuros de Demanda

C2: Formulación y Pronóstico de la Demanda Vegetativa del SEIN

C3: Proyecciones del PBI 2013-2024 por Áreas del SEIN

C4: Desagregación de la Demanda por Barras

C5: Definición de las Zonas Eléctricas

C6: Distribución de la Demanda por Barras para el análisis eléctrico

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. Análisis de Opciones Adicionales del Plan de Transmisión 2024

ANEXO I. I1: Resultados del Análisis Eléctrico Años 2015-2018

I2: Casos de Estudio representados en el Software DigSilent 14.1.6

ANEXO J. Resultados del Análisis Eléctrico del Año 2020

ANEXO K. Resultados del Análisis Eléctrico del Año 2024

ANEXO L. Fecha requerida probable de ingreso de los proyectos del Plan Vinculante 2020

ANEXO M. Justificación de la capacidad de equipos de compensación reactiva – Plan Vinculante

Volumen III: Anteproyectos

PARTE II: 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 PERSEO, DigSilent y TOR.

1.2. Objetivo

El presente informe tiene como objetivo dar a conocer las observaciones encontradas durante la revisión del PT 2015-2024 propuesto por el COES, en lo concerniente a la verificación del cumplimiento de las políticas y criterios establecidos por el Ministerio.

1.3. Marco Legal

La revisión del PT 2015-2024 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.
- Reglamento de la Generación de Electricidad con Energías Renovables, aprobado mediante Decreto Supremo N° 012-2011-EM, publicado el 23 de marzo de 2011.
- Reglamento General del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía, 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”, aprobado mediante Resolución Ministerial N° 129-2009-MEM/DM, publicado el 07 de marzo de 2009.
- Normas para Promover la Inversión en Sistemas Complementarios de Transmisión Eléctrica, aprobadas mediante Decreto Supremo N° 010-2009-EM, publicada 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 [el subrayado es nuestro].

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 Osinergmin 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.
- Osinergmin, 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 Osinergmin y

remitir su propuesta definitiva del Plan de Transmisión al Ministerio y a Osinergmin, 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, Osinergmin remitirá al Ministerio su opinión sustentada sobre dicha propuesta.
- Recibida la opinión de Osinergmin, el Ministerio publicará la Resolución 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.

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

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, Osinergmin 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”).

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.

3. Observaciones

3.1. Observaciones sobre el cumplimiento de Criterios y Metodología

3.1.1. Definición de Zonas del SEIN

El COES, en el numeral 3.1.1 del INFORME (folio 43), señala que ha utilizado la siguiente definición de zonas:

- Norte (delimitada por las subestaciones Chimbote y Kiman Ayllu hasta el extremo norte).
- Centro – Costa (delimitada por las subestaciones: Paramonga, Huanza, Pachachaca, Pomacocha, Independencia y Marcona).
- Centro – Sierra (delimitada por las subestaciones: Huayucachi, Conococha, Oroya, Carhuamayo, Campo Armiño y Huancavelica)
- Sur (delimitada desde las subestaciones Cotaruse y Ocoña hasta el extremo sur).

La definición de estas zonas, indica el COES, se realizó en base al estudio COES/DP-SPL-06-2013 “Definición de Zonas Eléctricas para el Análisis de la Planificación del SEIN”.

Es del caso señalar que en el mencionado informe se ha detectado algunas inconsistencias como, por ejemplo, se señala que la base de datos del PERSEO utilizada en el análisis, fue extendida hasta el año 2017; sin embargo, no se modelaron las centrales hidroeléctricas: Cerro del Águila (525 MW), Chaglla (406 MW), La Virgen (64 MW), Reserva Fría Planta Pucallpa (40 MW), Reserva Fría Planta Puerto Maldonado (18 MW) y Reserva Fría Planta Mollendo (Nodo Energético 500 MW), que representan un total de 1 553 MW de capacidad de generación, previsto para entrar en operación

durante los años 2015 y 2016. Estas omisiones originan que los costos marginales se eleven significativamente a partir del año 2016.

Por ello, el comportamiento de los costos marginales de todas las zonas, que se presentan en las figuras 4, 6, 8 y 10 del Anexo C.5 del INFORME, muestran una tendencia similar, con algunas variaciones temporales. Por tanto, no resulta pertinente utilizar el criterio del comportamiento de los costos marginales en la definición de zonas.

Adicionalmente, para el análisis energético, el COES modela la LT 500 kV Mantaro - Caravelí – Montalvo, a pesar que dicho proyecto se encuentra desestimado. Asimismo, menciona que se ha previsto el ingreso de la LT 500 kV Mantaro – Marcona – Nueva Socabaya – Montalvo, sin embargo en el archivo “sinac.lin” dicha línea no ha sido modelada.

Por otro lado, es importante señalar que la información mencionada en párrafos precedentes era disponible y de conocimiento público hasta antes del cierre de información (noviembre de 2013).

Por lo señalado, considerando que, según lo establece el numeral 13.2 de la RM 129-2009, las zonas o áreas eléctricas deben ser aprobadas por Osinergmin, se requiere que el COES presente el estudio COES/DP-SPL-06-2013 debidamente corregido.

3.1.2. Expansión de la Oferta de Generación

Con respecto al numeral 3.2 del INFORME (folio 55), Futuros de oferta, se tiene las siguientes observaciones:

- Dentro de los escenarios del estudio no se ha considerado la Central Térmica Planta Reserva Fría de Iquitos (70 MW) que tiene previsto su ingreso en el primer trimestre de 2016.
- Asimismo, para el largo plazo, dentro de los escenarios tampoco se ha considerado la Central Hidroeléctrica Mazán (544 MW aproximadamente) ubicada en la región de Loreto y que actualmente se encuentra en etapa de estudios.
- No se incluyó la Central Hidroeléctrica OCO 2010 dentro de los análisis de la propuesta, a pesar que dicha central fue evaluada en el Futuro de Oferta de la “Propuesta Definitiva de la Actualización del Plan de Transmisión 2013 – 2022”, asimismo se conoce que el Estudio de Impacto Ambiental de dicha central se encuentra en evaluación conforme indica el Ministerio.

3.1.3. Establecimiento de Escenarios

a. Planes de expansión

Dentro de las Opciones previas evaluadas y planteadas en el numeral 4.3 del INFORME, se muestra las distintas opciones para el año 2024, las mismas que consideran refuerzos de líneas existentes o nuevas líneas. Sin embargo, no se describen los criterios considerados para definir el valor de la Repotenciación a 250 MVA o para determinar las capacidades

de las nuevas líneas de 220 kV y 500 kV. Al respecto, el COES debe presentar los archivos que sustenten y/o demuestren las capacidades de transmisión de las líneas nuevas y/o repotenciadas.

b. Opciones a evaluar

No se han explicado los motivos por los que se considera en el Plan Vinculante 2020, la repotenciación de las líneas de 500 kV Carabayllo-Chimbote-Trujillo a 1000 MVA (67% adicional), a pesar de que en la evaluación de los Planes se ha considerado que dichas opciones tienen una capacidad final de 1400 MVA (133% adicional), tal como se observa en la Tabla 3 (Costos de repotenciaci3nes) del Anexo F del INFORME.

c. Futuros de Importaci3n/Exportaci3n

En el INFORME se menciona que la interconexi3n con Ecuador es la que tiene mayor grado de avance y que se han realizado estudios conjuntos en los que se han evaluado las posibilidades de intercambio de energí3 y se ha definido el esquema en 500 kV de interconexi3n que comprende la lí3nea de transmisi3n Chorrillos – San Francisco – Piura – La Niña en 500 kV. Sin embargo, no se ha incluido el intercambio de energí3 con Ecuador como un escenario dentro de los futuros evaluados en el estudio del Plan de Transmisi3n, a pesar que existe una alta probabilidad de ocurrencia en el largo plazo.

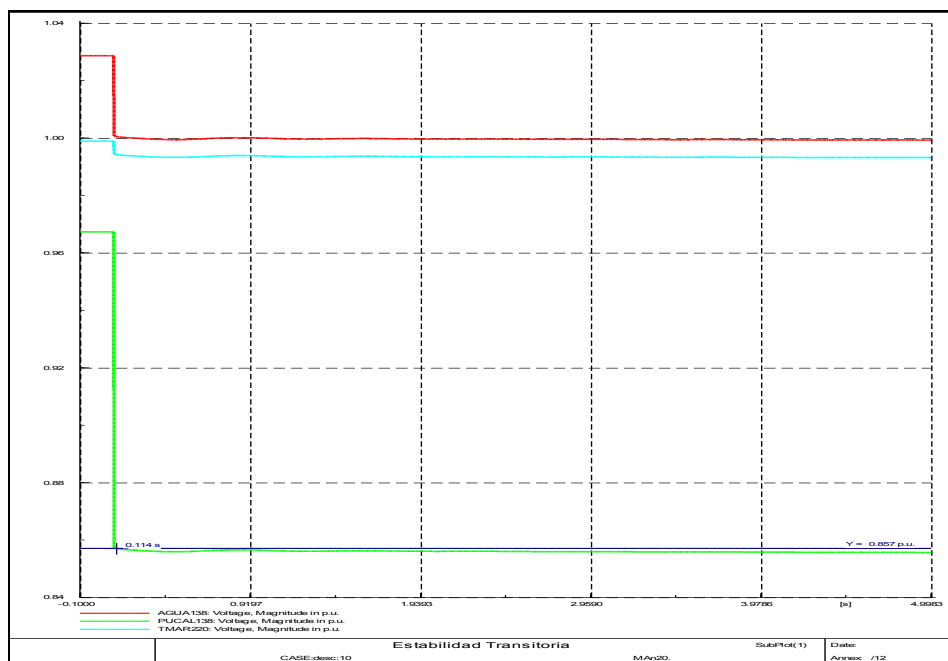
Al respecto, se requiere que se incluya en el INFORME el sustento respectivo en concordancia con lo establecido en los numerales 14.7 y 15.6 de la RM 129-2009.

3.1.4. Verificaci3n de Criterios Técnicos de Desempeño

- a) En el INFORME (numeral 5.8.2. “Análisis de Contingencias”) se observa que el peor escenario para la zona norte sucede cuando sale fuera de servicio la LT 500 kV Carabayllo – Chimbote, dado que se sobrecargan 6 lí3neas de 220 kV por encima de 120% (ver Figura 5.34 – folio 180); de suceder este hecho se producirí3n rechazos de carga significativos ocasionando perjuicios econ3micos a los usuarios. Por lo mencionado, el Plan Vinculante 2020 no cumple satisfactoriamente los Criterios Técnicos de Desempeño y no estaría acorde con los objetivos establecidos en los numerales 13.1 y 13.4 del Reglamento de Transmisi3n. Al respecto, para mitigar el impacto, se sugiere evaluar la inclusi3n de la LT 500 kV Nueva Huánuco – Celendín – Trujillo en el Plan Vinculante 2020; con ello se estaría dando mayor seguridad al sistema de transmisi3n de la zona norte.
- b) Respecto al análisis eléctrico del ańo 2020, se observa que el COES no ha efectuado el análisis de contingencia sobre la LT Aguaytía – Pucallpa 138 kV (segundo circuito). No obstante, a fin de verificar la viabilidad técnica de dicho proyecto, Osinerghmin simuló dicha contingencia en el software DigSilent (archivo proporcionado por el COES), en donde se observa que el caso no converge. Asimismo, en estado dinámico, dicho evento genera un colapso de tensi3n en la barra Pucallpa 138 kV (ver

Figura 1). Por lo mencionado, la opción correspondiente a la LT Aguaytía – Pucallpa 138 kV (segundo circuito) no es la solución más adecuada para este sistema eléctrico. En ese sentido, se requiere que el COES evalúe otras opciones que resuelvan técnicamente la falta de redundancia a la ciudad de Pucallpa.

Figura 1: Tensiones, Falla Trifásica LT Aguaytía – Pucallpa (segundo circuito) con apertura definitiva – escenario MAn20



- c) Por otro lado, en el INFORME (numeral 5.8.4 “Estudios de Estabilidad”) se observa que una falla en la LT 500 kV Trujillo – La Niña provoca colapso de tensión (ver Tabla 5.34 – folio 187), sin embargo en el Plan Vinculante no se propone ningún proyecto para mitigar el problema detectado. Por lo mencionado, el Plan Vinculante 2020 incumple los Criterios Técnicos de Desempeño y no estaría acorde con los objetivos establecidos en los numerales 13.1 y 13.4 del Reglamento de Transmisión.
- d) El Plan de Transmisión 2024 (Tabla 4.34 del INFORME), en estado estacionario, cumple con los Criterios Técnicos de Desempeño, sin embargo se observa que el COES no ha realizado los correspondientes análisis de contingencias y de estabilidad. Por lo cual, el PT 2015-2024 elegido no garantizaría un buen desempeño eléctrico y no estaría acorde con los objetivos establecidos en el numeral 13.1 y 13.4 del Reglamento de Transmisión. En ese sentido, se requiere que el COES incorpore en el INFORME dichos análisis.

3.1.5. Casos de Planes Empatados

Respecto a la selección del Plan Vinculante 2020, mediante el análisis Trade-Off/Risk se obtienen tres planes empatados (ver Tabla 5.21 del INFORME). Ante lo cual se realiza el análisis Minimax, a partir de los resultados, donde el COES selecciona el Plan A-B únicamente en base al atributo CMg (VPPD) y descarta la alternativa A-D a pesar de que dicha alternativa tiene los menores valores en los atributos HDN, MFI y VPCT.

Al respecto, se requiere mayor fundamento sobre el criterio de selección en concordancia con la señalado en el numeral 16.10 de la RM 129-2009.

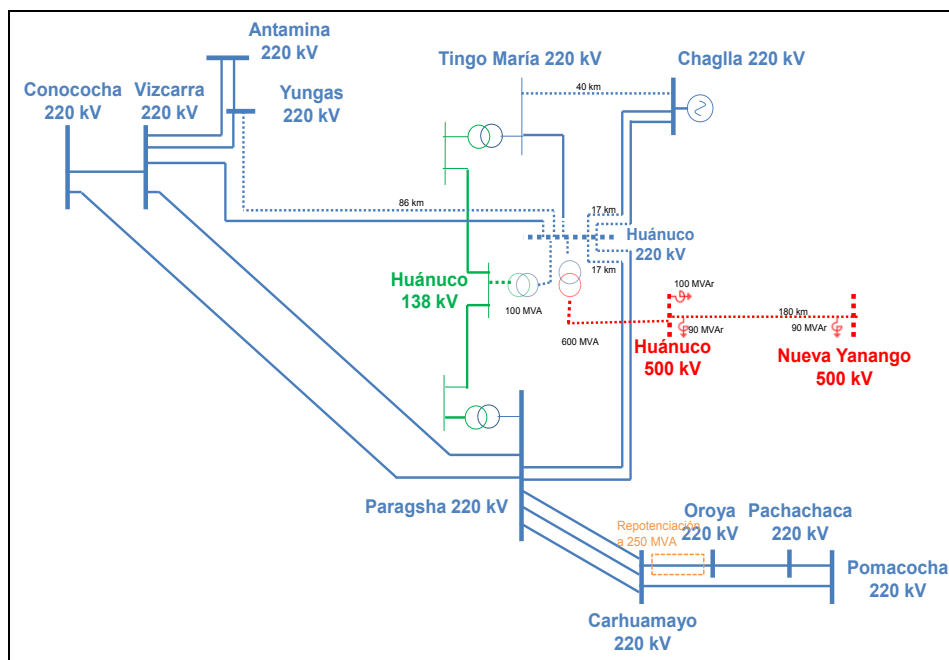
3.1.6. Comprobación Metodológica al año 2029

En el INFORME se indica que se ha tratado adecuadamente la comprobación de la validez del Plan de Transmisión. Sin embargo, la información de las simulaciones de la comprobación metodológica del año 2029 no ha sido incluida. Al respecto, se requiere que el COES presente la información faltante.

3.1.7. Modelos de Planificación

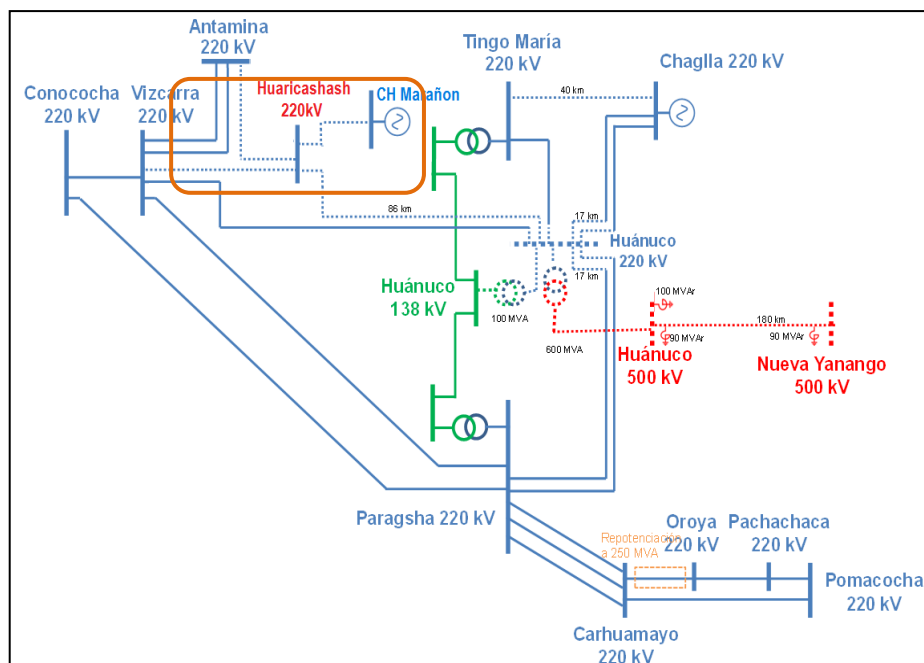
- El COES propone el proyecto “LT 220 kV Tintaya – Azángaro” como resultado del análisis de confiabilidad (criterio N-1), dado que satisface las condiciones para todos los futuros por lo que se incluye en el Plan Vinculante 2020. Sin embargo, de la revisión efectuada a la Base de Datos DigSilent se verifica que no se ha simulado la “LT 220 kV Tintaya – Azángaro”. Por tal razón, no ha sido posible verificar los resultados mostrados en las Figuras 5.36 y 5.37 del INFORME. En ese sentido, se requiere implementar en la Base de Datos DigSilent el proyecto mencionado.
- El modelamiento del Plan Vinculante 2020, archivo DigSilent “EE2014A_01-PT2015-2024-Publicado.pfd”, no coincide con el Plan de Transmisión seleccionado. En el Plan Vinculante se propone la SE Yungas y la LT 220 kV Yungas – Nueva Huánuco (ver Figura 2), sin embargo en el archivo DigSilent mencionado, se observa que no se ha modelado dichas instalaciones.

Figura 2: Representación del Plan Vinculante 2020, reforzamiento de instalaciones entre la SE Huánuco y SE Yungas



No obstante, para demostrar lo señalado, Osinerghmin procedió a bosquejar las instalaciones que se enlazan con la nueva SE Huánuco y como resultado se obtuvo el esquema que se muestra en la Figura 3 siguiente.

Figura 3: Representación del modelamiento de DigSilent utilizado para el PT (zona Centro-Sierra).



Por lo mostrado, se requiere que el modelo DigSilent sea actualizado con las instalaciones previstas en el Plan de Transmisión 2024 seleccionado.

- Respecto al modelo para la simulación de la Operación Económica de Mediano y Largo Plazo, se observa que para el año 2020 se ha modelado la LT 500 kV La Niña – Piura, sin embargo dicha línea no está considerada como proyecto del Plan Vinculante 2020. Al respecto, se requiere que el COES explique la razón de la inclusión de dicho proyecto en el modelo PERSEO a partir del año 2020.
- El COES en el modelo PERSEO, ha representado a las centrales RER solares como grupos térmicos de costo nulo, razón por la cual dichas centrales estarían operando en los tres bloques horarios. Esto no resulta muy apropiado dado que dichas centrales estarían operando en el bloque 1 (horario de punta de 18:00 a 21:00 horas). Al respecto, se requiere que el COES explique las razones de este modelamiento, ya que podría distorsionarse el efecto sobre las redes conexas al punto de conexión de estas centrales solares.

3.1.8. Base de Datos

- En el Anexo C6 del INFORME se menciona la descripción de una metodología de desagregación por barras, pero no se han mostrado las tablas de demandas por barras, por tal motivo no ha sido posible validar las magnitudes que figuran en el modelo de flujo de potencia (DigSilent).

Al respecto, se requiere que se incorpore como parte del estudio las tablas conteniendo las demandas por barras.

3.2. Observaciones a los Proyectos Vinculantes

3.2.1. Anteproyectos no presentados

Respecto a los proyectos considerados en el Plan Vinculante 2020, no se han incluido los anteproyectos referidos a las siguientes instalaciones:

- Banco de reactores de 50 MVAR en 220 kV en SE La Niña, con fecha disponible estimada, 2017.
- LT Tintaya - Azángaro 220 kV, con fecha disponible estimada, 2019.

Al respecto, el COES debe presentar la información de dichos Anteproyectos, en base al contenido mínimo que debe cumplir, según lo estipulado en el Artículo 23° de la RM 129-2009.

3.2.2. Información Incompleta

- a) Respecto al presupuesto considerado en los Anteproyectos del Plan Vinculante 2020.

No se incluyó el detalle del presupuesto, solo se observa montos totales en los siguientes proyectos:

- Línea de Transmisión 220 kV Tingo María- Chaglla y Subestaciones.
- Subestación Nueva Carhuaquero 220 kV.
- Seccionamiento de Línea de Transmisión en 220 kV Piura-Chiclayo en Subestación La Niña.
- Repotenciación de Líneas de Transmisión 2, que incluye la LT 220 kV Carhuamayo - La Oroya (L-2259) y LT 220 kV Campo Armiño - Huancavelica (L-2203/2204).
- Compensación Reactiva Capacitiva de 20 MVAR en 60 kV - Subestación Zorritos.

No se incluyó el Análisis de Costos Unitarios en el presupuesto de los siguientes proyectos:

- Repotenciación para incremento de Capacidad de Transmisión a 1000 MVA en la Línea de Transmisión en 500 kV Carabaylo - Chimbote - Trujillo y Compensación Reactiva en 500 kV del Área Norte”.
 - Cambio de Tensión de Línea de Transmisión de 220 a 500 kV Chilca - La Planicie - Carabaylo.
 - Repotenciación de la Línea de Transmisión 220 kV Chiclayo Oeste - Carhuaquero.
- b) Respecto a que los Anteproyectos deben considerar la descripción de las áreas con posibles restos arqueológicos y otras fuentes de conflictos medioambientales potenciales, observamos que no se ha considerado dicho criterio en los anteproyectos siguientes:
- LT 220 kV Tingo María-Chaglla y subestaciones.
 - LT 138 kV Aguaytía-Pucallpa y subestaciones.
- c) En el Anteproyecto referido a la LT 500 kV Nueva Yanango - Nueva Huánuco, no se han incluido algunos anexos tales como: PE-COES-YAHUA-DISE-D007, PE-COES-YAHUA-DISE-K027, PE-COES-YAHUA-DISE-K026, PE-COES-YAHUA-DISE-K004 y PE-COES-YAHUA-DISE-K011.
- d) En el Anteproyecto referido a la LT 500 kV Mantaro - Nueva Yanango - Carapongo, no se han incluido algunos anexos tales como: PE-COES-MAYACA-DISE-D007, PE-COES-MAYACA-DISE-K005 y PE-COES-MAYACA-DISE-K017.

Al respecto, el COES debe regularizar la información señalada en los párrafos anteriores.

3.3. Observaciones a los Proyectos no Incluidos como Proyectos Vinculantes

3.3.1. Información Incompleta

Respecto a la información de los Proyectos no incluidos como Proyectos Vinculantes, se observa que no se ha incluido las Especificaciones Técnicas Básica de la LT Cajamarca - Celendín 220 kV (doble terna), que forma parte del proyecto “Línea de Transmisión Trujillo – Celendín y Subestaciones”. La información de dicha instalación debe presentarse según lo estipulado en el literal d) del numeral 22.2 del Artículo 22° de la RM 129-2009.

3.4. Otras observaciones

- a) El COES no indica en ninguna parte de su INFORME la fecha requerida de la apertura de la red anillada de la zona de Lima, solo menciona que se modifique la configuración de las redes de transmisión 220 kV de Lima conjuntamente con el proyecto de cambio de nivel de tensión a 500 kV de la LT Chilca – Planicie - Carabaylo 220 kV. Al respecto, el COES debe señalar expresamente el año previsto para la apertura del anillo dado que dicha reconfiguración permite reorientar los flujos hacia las líneas de 500 kV.
- b) En el ANEXO L, las Tablas 1.1 y 1.2 donde se listan los proyectos del Plan Vinculante 2020 no son las mismas que se muestran en el cuerpo del Informe de la Propuesta de Actualización del Plan de Transmisión 2015-2024. Al respecto, se solicita que se actualice las tablas de dicho Anexo L.

4. Conclusiones y Recomendaciones

Como resultado de la revisión del PT 2015-2024 propuesto por el COES, se tienen las siguientes conclusiones y recomendaciones:

1. El Plan de Transmisión presentado por el COES a Osinergmin, mediante documento COES/D-377-2014, de fecha 02 de junio de 2014, no cumple a cabalidad con las políticas y criterios que para el efecto han sido establecidos por el Ministerio.
2. A fin de dar cumplimiento a lo establecido en el numeral 17.3 del Reglamento de Transmisión, a más tardar el 14 de julio de 2014, deben remitirse al COES las observaciones al Plan de Transmisión que se han formulado en el presente informe.
3. Las observaciones efectuadas en el presente informe, deberán ser subsanadas por el COES dentro del plazo establecido en el numeral 17.4 del Reglamento de Transmisión.

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	Artículo 13°.- Objetivos generales del Plan de Transmisión <i>El Plan de Transmisión tiene los siguientes objetivos generales:</i> 13.1 <i>Identificar las obras de transmisión que permitan el abastecimiento económico y seguro de la energía eléctrica en bloque;</i> 13.2 <i>Promover la competencia entre Agentes del SEIN;</i> 13.3 <i>Propiciar el desarrollo armónico de las instalaciones de transmisión económicamente justificadas;</i> 13.4 <i>Que las instalaciones de transmisión satisfagan los requerimientos de seguridad y calidad de servicio establecidos en las normas pertinentes;</i> 13.5 <i>Promover la integración de regiones eléctricamente aisladas y la ampliación de la frontera eléctrica.</i>	Parcialmente cumplido. Véase el numeral 3.1.4 del presente informe.

ÍTEM	DESCRIPCIÓN DE LA NORMA	CUMPLIMIENTO
2	Artículo 14°.- Alcance del Plan de Transmisión El Plan de Transmisión incluye: 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> 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> 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>	Se ha cumplido.
3	Artículo 15°.- Contenido del Plan de Transmisión El Plan de Transmisión debe contener como mínimo: 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> 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> 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> 15.4 <i>La relación de las instalaciones del Sistema de Transmisión que deberán salir de servicio."</i>	Parcialmente cumplido. Véase el literal b del numeral 3.2 del presente informe.

ÍTEM	DESCRIPCIÓN DE LA NORMA	CUMPLIMIENTO
4	Artículo 17°.- Elaboración, revisión y aprobación del Plan de Transmisión 17.1 Antes del 30 de junio de cada año en que entra en vigencia el Plan de Transmisión, los <i>Agentes</i> 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. 17.2 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 OSINERGMIN 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. 17.3 OSINERGMIN, en un plazo de treinta (30) días hábiles de recibida la propuesta, verificará el <i>cumplimiento</i> 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 OSINERGMIN publicará en su portal de Internet las observaciones que haya formulado. 17.4 El COES dispondrá de un plazo de cuarenta (40) días hábiles para subsanar debidamente las <i>observaciones</i> formuladas por OSINERGMIN y remitir su propuesta definitiva del Plan de Transmisión al Ministerio y a OSINERGMIN, 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, OSINERGMIN remitirá al Ministerio su opinión sustentada sobre dicha propuesta. 17.5 Recibida la opinión de OSINERGMIN, 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. 17.6 El Ministerio podrá efectuar modificaciones a la propuesta definitiva del Plan de Transmisión, para lo cual deberá seguir el siguiente procedimiento: 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> 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> 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>	Se ha cumplido lo correspondiente a la fecha.

ÍTEM	DESCRIPCIÓN DE LA NORMA	CUMPLIMIENTO
5	Artículo 19°.- Participación y transparencia en la elaboración y aprobación del Plan de Transmisión 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. 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. 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: 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. 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. 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.	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		
	Artículo 21° Pautas Generales para la Elaboración del Plan de Transmisión	
1	21.1 Para elaborar el PT el COES deberá tener en cuenta lo siguiente: a) Resultados y conclusiones obtenidos durante la elaboración del Informe de Diagnóstico. b) Propuestas de solución presentadas por los Agentes del SEIN e interesados a la problemática identificada por el COES en el Informe de Diagnóstico. 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.	Se ha cumplido.
2	22.4 Medios y Plazos para la Presentación del PT: El COES deberá poner el PT a disposición del Ministerio, OSINERGMIN, los agentes e interesados, de acuerdo con lo siguiente: a) Para la presentación al Ministerio y a OSINERGMIN, 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; y, 4) un archivo de ayuda que describa el contenido del medio.</u> b) <u>Toda la documentación mencionada en el literal anterior deberá ser consignada en la página del COES, sin restricciones de acceso para todos los interesados.</u> c) En caso de requerirse la presentación de gráficos o diseños en	Se ha cumplido lo correspondiente a la fecha.

ÍTEM	DESCRIPCIÓN DE LA NORMA	CUMPLIMIENTO
	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. d) Respecto a los plazos para las entregas de información y/o su puesta a disposición, se estará a lo previsto en el Reglamento.	
5.2.2. Alcance de la Norma		
3	Artículo 20° Sobre los Alcances del Plan de Transmisión El PT comprende todas aquellas instalaciones del SEIN descritas en los numerales 14.1, 14.2 y 14.3 del Artículo 14° del Reglamento de Transmisión. Para tal fin, como parte de las instalaciones que resulten de importancia fundamental para el mantenimiento de la seguridad, calidad y fiabilidad del SEIN se consideraran 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.	Se ha cumplido.
5.2.3. Definición de Zonas del SEIN		
4	Artículo 13° Zonas del SEIN 13.1 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. 13.2 Sobre la base de los criterios anteriores, el COES pondrá a consideración de OSINERGMIN, para su aprobación, las zonas o áreas eléctricas.	Parcialmente cumplido. Véase el numeral 3.1.1 del presente informe.
5.2.4. Proyección de la Demanda		
5	14.1 Generalidades (...) b) Se deberá realizar proyecciones determinísticas de la demanda del SEIN para tres (3) hipótesis de crecimiento: 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. ii) Hipótesis de Crecimiento Alto de la Demanda (Hipótesis Optimista): Esta hipótesis deberá ser la base para la formulación de condiciones extremas de alta demanda en el horizonte de estudio. iii) Hipótesis de Crecimiento Bajo de la Demanda (Hipótesis Pesimista): Esta hipótesis deberá ser la base para la formulación de condiciones extremas de baja demanda en el horizonte de estudio.	Se ha cumplido.

ÍTEM	DESCRIPCIÓN DE LA NORMA	CUMPLIMIENTO
6	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: 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. 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. 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. 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.	Se ha cumplido.
5.2.5. Formulación de Futuros de la Demanda		
7	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°. 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. 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. 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.	Se ha cumplido.
8	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.	Se ha cumplido.
9	16.4 Esta metodología involucra cuatro pasos: a) Formular adecuadamente el problema, en términos de Opciones, incertidumbres y Atributos. 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. c) Efectuar el análisis de trade-off.	Se ha cumplido.

ÍTEM	DESCRIPCIÓN DE LA NORMA	CUMPLIMIENTO
	d) En caso de no encontrar soluciones robustas, complementar el análisis Trade-off con el análisis de minimizar el máximo arrepentimiento (MINIMAX).	
5.2.6. Expansión de la oferta de generación		
10	Artículo 15º Expansión de la oferta de generación 15.5 Criterios y Metodología para la Formulación de Futuros de Generación para Planificación de la Transmisión 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. b) Una vez establecidas las áreas o zonas conforme al Artículo 13º, los enlaces entre éstas resultarán ser los corredores principales de proyectos de transmisión troncal del SEIN.	Parcialmente cumplido. Véase el numeral 3.1.2 del presente informe
5.2.7. Formulación de Futuros de generación		
11	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 13º, "3" es la cantidad de hipótesis (Base, Optimista y Pesimista) y "A" es la cantidad de años del horizonte de estudio	Se ha cumplido.
5.2.8. Formulación de Futuros de exportación/importación		
12	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.	Parcialmente cumplido. Véase el numeral 3.1.3 del presente informe
13	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.	Parcialmente cumplido. Véase el numeral 3.1.3 del presente informe

ÍTEM	DESCRIPCIÓN DE LA NORMA	CUMPLIMIENTO
5.2.9. Establecimiento de Escenarios		
14	16.5 Establecimiento de Escenarios 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. 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. 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. 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. e) Para establecer las Opciones se seguirá un enfoque “estratégico”, entendiendo 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.	Parcialmente cumplido. Véase los literales a) y b) del numeral 3.1.3 del presente informe.
5.2.10. Cálculo de Atributos - Costos		
	Artículo 11° Criterios Técnico-Económicos 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.	
15	11.1 Criterio N-1 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 mismo. 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.	Se ha cumplido.

ÍTEM	DESCRIPCIÓN DE LA NORMA	CUMPLIMIENTO								
	c) Se entiende por “US\$” al costo total de inversión, expresado en US\$, de la Opción o Plan evaluado. SEGUNDA DISPOSICIÓN FINAL SEGUNDA.- Los primeros valores de referencia recomendados para los Criterios Técnico-Económicos definidos en los numerales 11.1 y 11.2 son los siguientes: <table><tr><th>Criterio</th><th>Valor de Referencia recomendado</th></tr><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></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	11.2 Criterios Económico – Operativos Se seguirán los siguientes criterios económicos - operativos de la transmisión del SEIN: a) Horas de Despacho No Económico - HDN b) MWh de Flujos Interrumpidos - MFI	Se ha cumplido.								
17	11.3 Criterios Económicos de Beneficio y Costo 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”): a) El Valor Presente del Costo Total - VPCT b) El Valor Presente del Pago Anual de la Demanda por Energía – VPPD	Se ha cumplido.								
18	16.6 Cálculo de Atributos 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. b) Para efectuar el cálculo de los Atributos se puede simular un número reducido de Escenarios y luego realizar interpolaciones 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. 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 OSINERGMIN</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	Se ha cumplido.								

ÍTEM	DESCRIPCIÓN DE LA NORMA	CUMPLIMIENTO
	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. 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.	
19	Artículo 19° Base de Datos 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. 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). 19.3 Para el Modelo de Simulación de la Operación del Sistema 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: (i) Los Planes firmes de expansión de la generación, para el cubrimiento del corto plazo. (ii) Las alternativas posibles de expansión de generación para el cubrimiento del mediano y largo plazos, conforme lo indicado en el Artículo 15°. (iii) Los datos de demanda deberán corresponder a las hipótesis planteadas conforme al Artículo 14°. (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. 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, estudios de cortocircuito y estudios de comportamiento dinámico. 19.4 Para el Modelo de Simulación de la Operación Económica de Mediano y Largo Plazo a) La información a considerar por el modelo de simulación incluirá, por lo menos, lo siguiente: (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. (ii) Para la demanda: datos de demandas en barras de energía, por bloques horarios (iii) Para centrales hidráulicas: - 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. (iv) Para centrales térmicas: - Potencias efectivas de las unidades de generación. - Potencias mínimas permisibles. - Costos variables no combustibles.	Parcialmente cumplido. Véase los numerales 3.1.7 y 3.1.8 del presente informe.

ÍTEM	DESCRIPCIÓN DE LA NORMA	CUMPLIMIENTO
	- Rendimientos térmicos. - Horas y meses de mantenimiento de las unidades. - Tasas de salida forzada de las unidades. (v) Para líneas de transmisión: - Capacidades de transmisión. - Parámetros de tensión, longitud, resistencia unitaria e impedancia unitaria. 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.	
5.2.11. Análisis de Decisión		
20	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. (...) 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. 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.	Se ha cumplido.
21	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.	Parcialmente cumplido. Véase el numeral 3.1.5 del presente informe.
22	Artículo 18° Modelos de Planificación 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: 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. b) Modelo para la Simulación de la Operación Económica de Mediano y Largo Plazo, destinado a verificar el cumplimiento de los criterios	Se ha cumplido.

ÍTEM	DESCRIPCIÓN DE LA NORMA	CUMPLIMIENTO																
	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. 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.																	
5.2.12. Verificación de los Criterios Técnicos de Desempeño																		
23	Artículo 10º Criterios Técnicos de Desempeño (...) El COES podrá adoptar criterios técnicos de desempeño complementarios necesarios para el desarrollo del estudio de planificación, los cuales deberán ser debidamente sustentados. PRIMERA DISPOSICIÓN FINAL Fijese los primeros valores para los Criterios Técnicos de Desempeño definidos en el Artículo 10º conforme el siguiente cuadro: <table><tr><th>Criterio</th><th>Valor Adoptado</th></tr><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></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																	
24	16.8 Verificación de los Criterios Técnicos de Desempeño: 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.	Parcialmente cumplido. Véase el numeral 3.1.4 del presente informe.																

5.2.13. Análisis de riesgo y criterios para la selección del plan de expansión		
25	16.9 Análisis de Riesgo a) 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. b) Como complemento al análisis con el método MINIMAX se analizarán los Planes de la Lista Corta, con base a los siguientes elementos: (i) La probabilidad de robustez definido como el porcentaje de futuros en los cuales el Plan es Robusto. (ii) La exposición al riesgo, definido como la diferencia del Atributo para un Plan menos el atributo de otro plan. (iii) La distribución del arrepentimiento. c) 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.	Se ha cumplido.
26	Artículo 17° Comprobación Metodológica de Validez de Proyectos en Horizonte 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. 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.	Parcialmente cumplido. Véase el numeral 3.1.6 del presente Informe.
5.2.14. Sustento de Proyectos Vinculantes		
27	Artículo 22° Sobre el Contenido Mínimo del Plan de Transmisión 22.1 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: a) Detalle de las hipótesis adoptadas. b) Criterios de ingeniería y económicos empleados para la elaboración del Anteproyecto. c) Descripción de los modelos utilizados. d) Resultados de las simulaciones realizadas. e) Bases de datos empleadas.	Se ha cumplido.

28	TÍTULO VIII SOBRE LOS PROYECTOS VINCULANTES Artículo 23° Contenido Mínimo Referido a los Proyectos Vinculantes 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: 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.	Parcialmente cumplido. Véase el numeral 3.2 del presente Informe.
5.2.15. Información de los proyectos no incluidos como Proyectos Vinculantes		
29	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: 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. g) Fecha o hito para la entrada en servicio comercial, refiriendo su	Parcialmente cumplido. Véase el numeral 3.3 del presente informe

	<i>posible vinculación o dependencia con otras obras del PT.</i> <i>h) Corrientes y potencias de cortocircuitos.</i>	
30	<i>22.3 Información Relacionada con Instalaciones Existentes</i> <i>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.</i> <i>b) Se deberá adjuntar, como anexo al PT, el sustento de todas las instalaciones que deban salir de servicio.</i>	No se requirió.

[jmendoza]

/lchb