



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

Nº 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

Gerencia de Regulación de Tarifas
Av. Canadá 1460 San Borja
Teléfono 224-0487 Fax 224-0491





Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería

GERENCIA DE REGULACIÓN DE TARIFAS

✉ AV. CANADA N° 1460 - SAN BORJA

☎ 224 0487 224 0488 - FAX 224 0491

Informe N° 341-2018-GRT

Revisión de la Actualización del Plan de Transmisión (período 2019-2028) propuesto por el COES

Lima, julio de 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 “Osinermin”).

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 Osinermin la propuesta del Plan de Transmisión.

Con fecha 01/06/2018, mediante documento COES/D-619-2018, el COES presentó a la Gerencia General de Osinermin su propuesta de Actualización del Plan de Transmisión (periodo 2019-2028), 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”), modificada con Resolución Ministerial N° 051-2018.

En mérito a lo indicado en el párrafo precedente, la División de Generación y Transmisión Eléctrica de la Gerencia de Regulación de Tarifas de Osinermin ha efectuado la revisión de la Actualización del Plan de Transmisión, periodo 2019-2028 (en adelante “PT 2019-2028”), 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 2019-2028, por las siguientes razones:
 - 1.1 En la expansión de la Oferta de Generación no se han considerado centrales de generación tales como: la Central Térmica Humay, que tendría un impacto significativo en las redes colindante a su punto de conexión.

- 1.2 Se han detectado que algunas instalaciones que tienen sobrecargas no son consideradas en la evaluación de opciones.
 - 1.3 En el análisis de Trade-off del Plan Vinculante, algunos criterios técnicos-económicos no satisfacen los valores recomendados.
 - 1.4 Se ha detectado algunas inconsistencias y errores materiales en el informe que sustenta el Plan de Transmisión 2019-2028.
2. En cuanto a los “Anteproyectos del Plan de Transmisión” se tienen las siguientes observaciones:
 - 2.1 Respecto de los proyectos que conforman el Plan Vinculante, el COES no ha presentado la información completa de los correspondientes Anteproyectos.
 - 2.2 No se cumple a cabalidad con el contenido mínimo referido a los Proyectos no incluidos como Proyectos Vinculantes. Es necesario que el COES complemente la información de los proyectos señalados en la sección 3.3 del presente informe.
 3. Otras Observaciones:
 - 3.1 No se ha presentado la relación de las instalaciones del Sistema de Transmisión que deberá salir fuera de servicio en el período de análisis.

De otro lado, de conformidad con lo establecido en el numeral g) del numeral 16.11.1 de la RM 129-2009, se recomienda incluir el proyecto ITC denominado “Nueva ITC Tumbes 220/60 kV” como parte del Plan Vinculante 2024 del Plan de Transmisión 2019-2028.

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>	<i>6</i>
2.1.2.	<i>Alcance del Plan de Transmisión</i>	<i>6</i>
2.1.3.	<i>Contenido del Plan de Transmisión</i>	<i>7</i>
2.1.4.	<i>Elaboración, revisión y aprobación del Plan de Transmisión</i>	<i>7</i>
2.1.5.	<i>Participación y transparencia en la elaboración y aprobación del Plan de Transmisión</i>	<i>8</i>
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>Proyección de Demanda</i>	<i>10</i>
3.1.2.	<i>Expansión de la Oferta de Generación</i>	<i>11</i>
3.1.3.	<i>Plan de Transmisión de Largo Plazo (2028).....</i>	<i>12</i>
3.1.4.	<i>Plan Vinculante Año 2024.....</i>	<i>15</i>
3.1.5.	<i>Verificación de Criterios Técnicos de Desempeño.....</i>	<i>18</i>
3.1.6.	<i>Base de Datos DIGSILENT.....</i>	<i>19</i>
3.1.7.	<i>Fenómenos de Resonancia Subsíncrona en el SEIN</i>	<i>21</i>
3.1.8.	<i>Visión de Largo Plazo del Sistema en 500 kV.....</i>	<i>21</i>
3.2.	OBSERVACIONES A LOS PROYECTOS VINCULANTES	22
3.2.1.	<i>Información incompleta</i>	<i>22</i>
3.3.	OBSERVACIONES A LOS PROYECTOS NO INCLUIDOS COMO PROYECTOS VINCULANTES	23
3.3.1.	<i>Información Incompleta</i>	<i>23</i>
3.4.	OTRAS OBSERVACIONES	24
3.5.	SOBRE LAS INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN DE CONEXIÓN (ITC)	26
4.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	29
5.	ANEXOS.....	30
	ANEXO A	30
5.1.	LISTA DE VERIFICACIÓN SOBRE CUMPLIMIENTO DEL REGLAMENTO DE TRANSMISIÓN (D.S. N° 027-2007-EM)	30
	ANEXO B	35
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)	35
5.2.1.	<i>Aspectos Generales.....</i>	<i>35</i>
5.2.2.	<i>Alcance de la Norma</i>	<i>36</i>
5.2.3.	<i>Definición de Zonas del SEIN</i>	<i>36</i>
5.2.4.	<i>Proyección de la Demanda.....</i>	<i>36</i>
5.2.5.	<i>Formulación de Futuros de la Demanda</i>	<i>37</i>
5.2.6.	<i>Expansión de la oferta de generación.....</i>	<i>38</i>
5.2.7.	<i>Formulación de Futuros de generación</i>	<i>38</i>
5.2.8.	<i>Formulación de Futuros de exportación/importación</i>	<i>39</i>
5.2.9.	<i>Establecimiento de Escenarios.....</i>	<i>39</i>
5.2.10.	<i>Cálculo de Atributos - Costos</i>	<i>39</i>
5.2.11.	<i>Análisis de Decisión.....</i>	<i>42</i>

<i>5.2.12. Verificación de los Criterios Técnicos de Desempeño.....</i>	<i>43</i>
<i>5.2.13. Análisis de riesgo y criterios para la selección del plan de expansión.....</i>	<i>45</i>
<i>5.2.14. Sustento de Proyectos Vinculantes.....</i>	<i>45</i>
<i>5.2.15. Información de los proyectos no incluidos como Proyectos Vinculantes.....</i>	<i>46</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 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 27/03/2018, 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 26/04/2018, 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 01/06/2018 mediante documento COES/D-619-2018, el COES presentó a la Gerencia General de Osinerghmin el Informe COES/ DP-01-2018 que contiene 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 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 2019-2028, 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 2019 – 2028.

Volumen II: Anexos A - M.

ANEXO A. Criterios y Metodología para la Elaboración del Plan de Transmisión”, Resolución Ministerial N° 129-2009-MEM/DM y su modificatoria

ANEXO B. Información Utilizada

ANEXO C. Futuros de Demanda

C1: Proyección de la Demanda del SEIN

C2: Formulación y Pronóstico de la Demanda Vegetativa del SEIN

C3: Proyecciones del PBI 2017-2028 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. Premisas de Análisis Eléctricos y Base de Datos DigSilent

ANEXO I. Resultados de Simulaciones Dinámicas Año 2028

ANEXO J. Resultados de Simulaciones Dinámicas Año 2024

ANEXO K. Instalaciones de Transmisión de Conexión (ITC)

ANEXO L. Respuestas a Comentarios y Propuestas del Informe de Diagnóstico

ANEXO M. Análisis de Sensibilidad de Proyectos de Demanda y Generación

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 MODPLAN, DigSilent y TOR.

1.2. Objetivo

El presente informe tiene como objetivo dar a conocer las observaciones encontradas durante la revisión del PT 2019-2028 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 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.
- 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, modificada con 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, 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.

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. 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, 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 ITC.
- Integración de Sistemas Aislados al SEIN.

3. Observaciones

3.1. Observaciones sobre el cumplimiento de Criterios y Metodología

3.1.1. Proyección de Demanda

Con respecto al numeral 3.1.2 (folio 66) del INFORME, Escenarios de Proyección de Demanda, se tiene las siguientes observaciones:

- 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 se muestra como resumen en la Figura 2.2 “*Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) al año 2017*” (folio 44). En la tabla 3.7 se muestra valores de 50 126 GWh y 6 768 MW, mientras que en su informe estadístico se reporta que la demanda real fue de 48 993 GWh (diferencia 2,26%) y 6 596 MW (diferencia 2,54%). El COES debería evaluar el efecto de esta diferencia en la demanda, a efectos del Plan de Transmisión propuesto.
- De otro lado, 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 DlgSILENT. Dicha información es importante para revisar la consistencia de los datos.
- Se observa que la cargabilidad de la SET Planicie 500/220 kV presenta diferencia significativa entre lo obtenido por el COES en el PT 2019-2028 (factor de utilización = 67%) y por Luz del Sur en su propuesta de modificación del Plan de Inversiones 2017-2021 (factor de utilización = 124%). Los flujos de potencia para cada caso se muestran en las siguientes figuras:

Figura 1: Flujo de Potencia en SET Planicie 500/220 kV (Av28maxC_FC) según PT 2019-2028

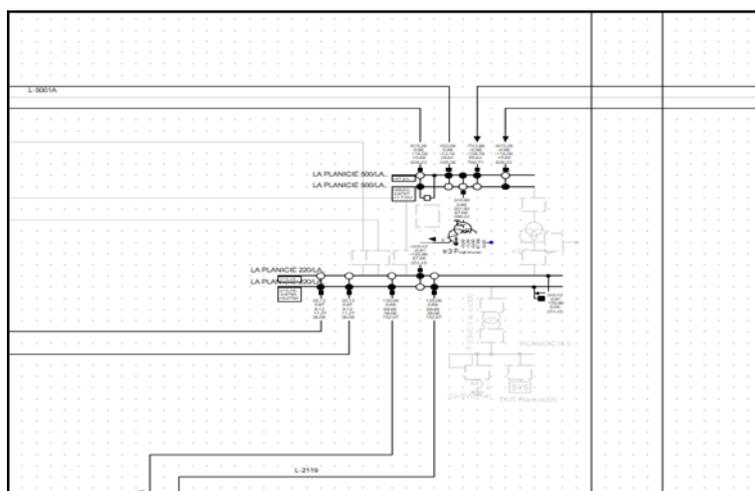
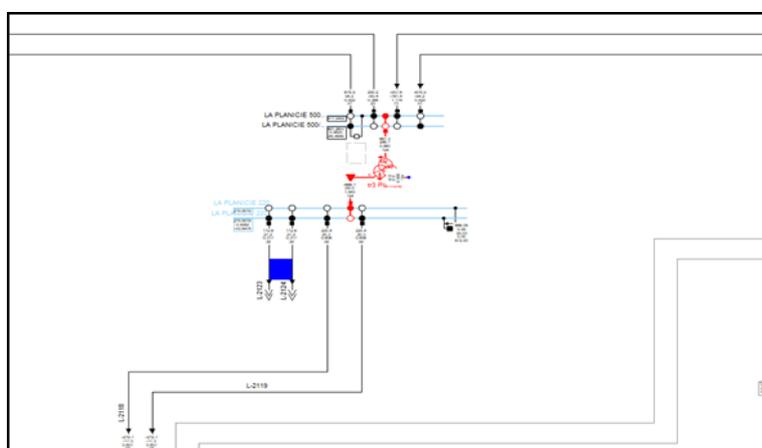


Figura 2: Flujo de Potencia en SET Planicie 500/220 kV (Av28max) según propuesta de Luz del Sur en la modificación del Plan de Inversiones 2017-2021 (Área de Demanda 7)



Al respecto, el COES debe revisar la demanda (distribución espacial) considerada para la zona de Lima en base a la información considerada en la modificación del Plan de Inversiones 2017-2021. Cabe señalar que, de no detectarse las necesidades de ampliación de capacidad en la SET Planicie 500/220 kV y de no implementarse de forma oportuna el segundo transformador 500/220 kV en la referida subestación, se tendría racionamiento de carga en las zonas este y sur de Lima afectando la calidad del suministro eléctrico.

3.1.2. Expansión de la Oferta de Generación

Con respecto al numeral 3.2.1 del INFORME (folio 73), Incertidumbre de la oferta, se tiene la siguiente observación:

- 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. Al respecto, se requiere que se incluya en el estudio los archivos de sustento.

- Proyectos de Generación cuya implementación tiene retrasos por diversos motivos:
 - CH Pucará (178 MW) que aún no cuenta con financiamiento de la obra (Tabla D.5 *Proyectos de centrales comprometidos hasta el 2019*).
 - Operación de 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 (Tabla D.9 *Proyectos de Centrales Térmicas*).
 - 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 (Tabla D.9 *Proyectos de Centrales Térmicas*).

Al respecto, se requiere que el COES analice el impacto por la indisponibilidad del gas y por el retraso de la construcción de la C.H. Pucará.

- Se ha identificado que el proyecto de generación de la central térmica de Humay (500 MW), cuya puesta en operación estaría prevista antes del 2024, no fue considerado dentro de la oferta de generación.

Además, se observa que en el estudio no se ha considerado la Central Hidroeléctrica de Charcani VII de 17,5 MW de propiedad de Egasa, la misma que remplazará a las CCHH Charcani I, II y III, incrementando la oferta de generación en 11 MW.

Al respecto, el COES debería 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 la Tabla 3.22 (folio 87), que contiene 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. Por lo que se recomienda considerar su conexión en la SE Orcotuna, el cual tiene espacio para varias celdas en 60 kV.

3.1.3. Plan de Transmisión de Largo Plazo (2028)

a. Análisis de Congestiones

En el numeral 4.2.2 del INFORME (*Análisis de congestiones en el año 2028*), se concluye que los principales diagnósticos del SEIN para el año 2028 son:

- Sobrecargas en la LT 220 kV Chiclayo – Carhuaquero, debido a la generación de la Zona Norte.

- 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 (Tablas 4.7 y 4.8, folio 98) se observan sobrecargas en las siguientes instalaciones:

- LT 220 kV Chaglla – Huánuco.
- LT 138 kV Huánuco – Amarilis.
- LT 138 kV Amarilis – Piedra Blanca.
- LT 138 kV Piedra Blanca – Tingo María.
- Dos transformadores 220/138/22.9 kV, 60/60/20 MVA de SE Aguaytía

Al respecto, se requiere que se explique porque se descarta 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, es 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 Maria - 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		
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				

ÁREA	PROYECTO	Costo (MM \$)				
		PLAN A	PLAN B	PLAN C	PLAN D	PLAN E
	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. Al respecto, se requiere que se 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.

Al respecto, se requiere que se 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 requiere que el COES explique las razones del porque 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 E	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.

3.1.4. Plan Vinculante Año 2024

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 las 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 las 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)

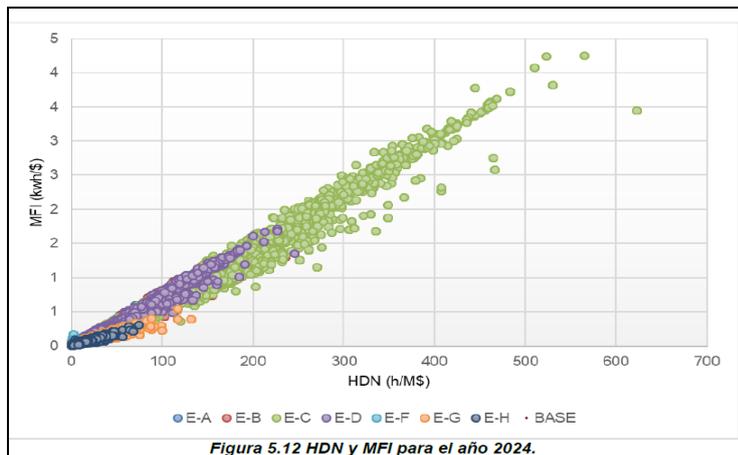


Figura 5.12 HDN y MFI para el año 2024.

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 el 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.

3.1.5. Verificación de Criterios Técnicos de Desempeño

- 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, reiniciar un proceso de licitación y resolver los problemas socio-ambientales experimentados por el concesionario 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		
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	Aguaytía-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.

3.1.6. Base de Datos DIGSILENT

El modelamiento de la L.T. 220 kV Chiclayo-Carhuaquero 2° circuito considera una capacidad de 450 MVA (1180 A), para 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:

Line Type - Library\0 RED INICIAL\Line\220_ChiclayoOeste-Carhuaquero_L2240.TypLine

Parameter	Value	Unit
Name	220_ChiclayoOeste-Carhuaquero_L2240	
Rated Voltage	220	kV
Rated Current	0.394	kA
Nominal Frequency	60	Hz
Cable / OHL	Overhead Line	
System Type	AC	
Phases	3	
Number of Neutrals	0	
AC-Resistance R' (20°C)	0.09	Ohm/km
Reactance X'	0.49	Ohm/km
AC-Resistance R0'	0.33	Ohm/km
Reactance X0'	1.32	Ohm/km

Line Type - Library\0 RED INICIAL\Line\220_ChiclayoOeste-Carhuaquero_450MVA.TypLine

Parameter	Value	Unit
Name	220_ChiclayoOeste-Carhuaquero_450MVA	
Rated Voltage	220	kV
Rated Current	1.180944	kA
Nominal Frequency	60	Hz
Cable / OHL	Overhead Line	
System Type	AC	
Phases	3	
Number of Neutrals	0	
AC-Resistance R' (20°C)	0.045	Ohm/km
Reactance X'	0.245	Ohm/km
AC-Resistance R0'	0.33	Ohm/km
Reactance X0'	1.32	Ohm/km

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).

3.1.7. Fenómenos de Resonancia Subsíncrona en el SEIN

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.

3.1.8. Visión de Largo Plazo del Sistema en 500 kV

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

Empresa	Código	Línea de Transmisión	Amp	MVA
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 del sistema de transmisión del SEIN.

3.2. Observaciones a los Proyectos Vinculantes

3.2.1. Información incompleta

- 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.
- En el folio 10 del Volumen III, Anteproyectos del Plan de Transmisión 2019-2028, el Anteproyecto que considera la instalación del segundo circuito de la línea en 220 kV Cajamarca Norte– Cállic – Belaunde Terry le asigna una longitud de 110 km en lugar del valor de 270 km. Al respecto, se requiere que el COES revise la información y corrija donde corresponda.

3.3. Observaciones a los Proyectos no Incluidos como Proyectos Vinculantes

3.3.1. Información Incompleta

- 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.

3.4. Otras Observaciones

- 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 implementado 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 esta 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 a 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 soluciona 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 - Cállic - Moyobamba (Segundo Circuito), subestaciones, líneas y ampliaciones asociadas, que comprende: ⁽¹⁾⁽²⁾	
LT 220 kV Cajamarca - Cállic - Moyobamba	
Reactores de Barra 220 kV de 25 MVAR en la SE Cállic	
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 – Cállic – 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 ingreso 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.

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

- 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”.

4. Conclusiones y Recomendaciones

Como resultado de la revisión del PT 2019-2028 propuesto por el COES, se tienen las siguientes conclusiones y recomendaciones:

1. El Plan de Transmisión presentado por el COES a Osinermin, mediante documento COES/D-619-2018, de fecha 01 de junio de 2018, 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 16 de julio de 2018, 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.
4. Incluir como parte del Plan Vinculante 2024 del Plan de Transmisión 2019-2028, el proyecto ITC denominado "Nueva ITC Tumbes 220/60 kV".
5. En los Anexos A y B del presente informe, se presentan el cumplimiento de la normativa vigente.

[sbuenalaya]

//lchb

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>	<p>Parcialmente cumplido.</p> <p>Véase el numeral 3.1.3 del presente informe.</p>

ÍTEM	DESCRIPCIÓN DE LA NORMA	CUMPLIMIENTO
2	<p>Artículo 14°.- Alcance del Plan de Transmisión</p> <p>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</p> <p>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>	<p>Parcialmente cumplido.</p> <p>Véase el numeral 3.2.1 y literal a) del numeral 3.4 del presente informe</p>

ÍTEM	DESCRIPCIÓN DE LA NORMA	CUMPLIMIENTO
4	<p>Artículo 17°.- Elaboración, revisión y aprobación del Plan de Transmisión</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>17.6 El Ministerio podrá efectuar modificaciones a la propuesta definitiva del Plan de Transmisión, <i>para</i> lo cual deberá seguir el siguiente procedimiento:</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 OSINERGMIN. 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</p>	Se ha cumplido lo correspondiente a la fecha.

ÍTEM	DESCRIPCIÓN DE LA NORMA	CUMPLIMIENTO
	inversión de los Sistemas Secundarios y Complementarios de Transmisión aprobados por OSINERGMIN, con el fin de la optimización conjunta técnica y económica del sistema.	

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, Osinerghmin 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, así como las instalaciones aprobadas por OSINERGHMIN en el Plan de Inversiones vigente que a criterio del COES, modifiquen la configuración de las instalaciones consideradas en el estudio del Plan de Transmisión.</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> <p>d) Previa evaluación y de manera justificada, el COES puede modificar y/o no tomar en cuenta los datos recibidos en razón de los literales a), b) y/o c) del presente numeral.</p> <p>e) La información entregada al COES y al Ministerio debe ser relevante, completa y remitida dentro de los plazos establecidos, siendo su titular el responsable de ello, en concordancia con lo indicado en el numeral 18.1 del Reglamento.</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, OSINERGHMIN, los agentes e interesados, de acuerdo con lo siguiente:</p> <p>a) Para la presentación al Ministerio y a OSINERGHMIN, COES deberá, adicionalmente, entregar un ejemplar impreso y en medio</p>	Se ha cumplido.

ÍTEM	DESCRIPCIÓN DE LA NORMA	CUMPLIMIENTO
	<p>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 todos los interesados.</u></p> <p>c) 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.</p> <p>d) Respecto a los plazos para las entregas de información y/o su puesta a disposición, se estará a lo previsto en el Reglamento.</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 Artículo 14° del Reglamento, considerando las ITC que resulten de la aplicación de los criterios y metodologías establecidos en la presente norma.</i></p> <p><i>En 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 OSINERGMIN, para su aprobación, las zonas o áreas eléctricas.</i></p>	Se ha cumplido.
5.2.4. Proyección de la Demanda		

ÍTEM	DESCRIPCIÓN DE LA NORMA	CUMPLIMIENTO
5	<p>14.1 Generalidades</p> <p>(...)</p> <p>b) Se deberá realizar proyecciones determinísticas de la demanda del SEIN para tres (3) hipótesis de crecimiento:</p> <p>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.</p> <p>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.</p> <p>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.</p>	Se ha cumplido.
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 determinísticas: 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</p>	Se ha cumplido.

ÍTEM	DESCRIPCIÓN DE LA NORMA	CUMPLIMIENTO
	<i>considerarán de manera individual los Grandes Proyectos en construcción.</i>	
8	14.8 <i>Como resultado final de esta etapa se deberá obtener una <u>matriz de Futuros de demanda de tres dimensiones</u>, "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.</i>	Se ha cumplido.
9	16.4 <i>Esta metodología involucra cuatro pasos:</i> a) <i>Formular adecuadamente el problema, en términos de Opciones, incertidumbres y Atributos.</i> b) <i>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.</i> c) <i>Efectuar el análisis de trade-off.</i> d) <i>En caso de no encontrar soluciones robustas, complementar el análisis Trade-off con el análisis de minimizar el máximo arrepentimiento (MINIMAX).</i>	Se ha cumplido.
5.2.6. Expansión de la oferta de generación		
10	Artículo 15° Expansión de la oferta de generación 15.5 <i>Criterios y Metodología para la Formulación de Futuros de Generación para Planificación de la Transmisión</i> a) <i>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.</i> b) <i>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.</i>	Parcialmente cumplido. Véase el numeral 3.1.2 del presente informe
5.2.7. Formulación de Futuros de generación		
11	15.7 <i>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</i>	Se ha cumplido.

ÍTEM	DESCRIPCIÓN DE LA NORMA	CUMPLIMIENTO
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.	No se requirió.
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.	No se requirió.
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>	<p>Parcialmente cumplido.</p> <p>Véase los literales b) y c) del numeral 3.1.3 del presente informe.</p>
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</p>	

ÍTEM	DESCRIPCIÓN DE LA NORMA	CUMPLIMIENTO								
	<i>únicamente como indicadores referenciales para la evaluación y ranking de las Opciones o Planes.</i>									
15	<p>11.1 Criterio N-1</p> <p>a) <i>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.</i></p> <p>b) <i>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.</i></p> <p>c) <i>Se entiende por "US\$" al costo total de inversión, expresado en US\$, de la Opción o Plan evaluado.</i></p> <p>SEGUNDA DISPOSICIÓN FINAL <i>SEGUNDA.- Los primeros valores de referencia recomendados para los Criterios Técnico-Económicos definidos en los numerales 11.1 y 11.2 son los siguientes:</i></p> <table border="1"> <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\$	Se ha cumplido.
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><i>Se seguirán los siguientes criterios económicos - operativos de la transmisión del SEIN:</i></p> <p>a) <i>Horas de Despacho No Económico - HDN</i></p> <p>b) <i>MWh de Flujos Interrumpidos - MFI</i></p>	Parcialmente cumplido. Véase el literal c) del numeral 3.1.4 del presente informe.								
17	<p>11.3 Criterios Económicos de Beneficio y Costo</p> <p><i>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"):</i></p> <p>a) <i>El Valor Presente del Costo Total - VPCT</i></p> <p>b) <i>El Valor Presente del Pago Anual de la Demanda por Energía – VPPD</i></p>	Se ha cumplido.								
18	<p>11.4 Criterios exclusivos para la planificación de las ITC</p> <p>a) <i>Criterio de Mínimo Costo</i></p> <p>b) <i>Criterio de Redundancia</i></p>	Se ha cumplido								
19	<p>11.5 Criterios exclusivos para la Integración de Sistemas Aislados al SEIN</p> <p>a) <i>Criterio de Elegibilidad</i></p> <p>b) <i>Criterio de Mínimo Costo</i></p>	No se requirió en esta oportunidad.								
20	<p>16.6 Cálculo de Atributos</p> <p>a) <i>Para cada Escenario y para cada año, a partir del año de entrada</i></p>	Se ha cumplido.								

ÍTEM	DESCRIPCIÓN DE LA NORMA	CUMPLIMIENTO
	<p>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 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 OSINERGHMIN</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>	
21	<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</p>	Se ha cumplido.

ÍTEM	DESCRIPCIÓN DE LA NORMA	CUMPLIMIENTO
	<p><i>activa y reactiva, considerando que toda demanda tiene un factor de potencia no menor a 0,95.</i></p> <p><i>(v) Las instalaciones del Plan de Inversiones consideradas en el Diagnóstico</i></p> <p><i>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.</i></p> <p>19.4 Para el Modelo de Simulación de la Operación Económica de Mediano y Largo Plazo</p> <p><i>a) La información a considerar por el modelo de simulación incluirá, por lo menos, lo siguiente:</i></p> <p><i>(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.</i></p> <p><i>(ii) Para la demanda: datos de demandas en barras de energía, por bloques horarios</i></p> <p><i>(iii) Para centrales hidráulicas:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - <i>Registros hidrológicos.</i> - <i>La simulación de las cuencas hidráulicas, con detalle de capacidad de reservorios de regulación, anual, estacional y diarios.</i> - <i>Potencias efectivas de las unidades de generación.</i> - <i>Horas y meses de mantenimiento de las unidades.</i> <p><i>(iv) Para centrales térmicas:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - <i>Potencias efectivas de las unidades de generación.</i> - <i>Potencias mínimas permisibles.</i> - <i>Costos variables no combustibles.</i> - <i>Rendimientos térmicos.</i> - <i>Horas y meses de mantenimiento de las unidades.</i> - <i>Tasas de salida forzada de las unidades.</i> <p><i>(v) Para líneas de transmisión:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - <i>Capacidades de transmisión.</i> - <i>Parámetros de tensión, longitud, resistencia unitaria e impedancia unitaria.</i> <p><i>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.</i></p>	
5.2.11. Análisis de Decisión		
22	<p>16.7 Análisis de Decisión: <i>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.</i></p> <p><i>(...)</i></p> <p><i>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)</i></p>	<p>Parcialmente cumplido.</p> <p>Véase el literal d) del numeral 3.1.3 del presente informe.</p>

ÍTEM	DESCRIPCIÓN DE LA NORMA	CUMPLIMIENTO
	<p>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> <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>	
23	<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.
24	<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.
<p>5.2.12. Verificación de los Criterios Técnicos de Desempeño</p>		

ÍTEM	DESCRIPCIÓN DE LA NORMA	CUMPLIMIENTO																
25	<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 definidos en el Artículo 10° conforme el siguiente cuadro:</p> <table border="1" data-bbox="507 555 1270 1032"> <thead> <tr> <th data-bbox="507 555 863 589">Criterio</th> <th data-bbox="863 555 1270 589">Valor Adoptado</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td data-bbox="507 589 863 622">Tensión – Normal</td> <td data-bbox="863 589 1270 622">0,95 - 1,05 p.u.</td> </tr> <tr> <td data-bbox="507 622 863 689">Tensión – Emergencia</td> <td data-bbox="863 622 1270 689">0,90 - 1,10 p.u. para tensión ≥ 220 kV 0,90 - 1,05 p.u. para tensión ≤ 138 kV</td> </tr> <tr> <td data-bbox="507 689 863 723">Sobrecargas – Normal</td> <td data-bbox="863 689 1270 723">No permitidas</td> </tr> <tr> <td data-bbox="507 723 863 757">Sobrecargas – Emergencia</td> <td data-bbox="863 723 1270 757">No permitidas</td> </tr> <tr> <td data-bbox="507 757 863 824">Generación Activa y Reactiva de (Generadores)</td> <td data-bbox="863 757 1270 824">Dentro de Límites Operativos</td> </tr> <tr> <td data-bbox="507 824 863 913">Verificación por Estabilidad Transitoria Falla Trifásica Sólida</td> <td data-bbox="863 824 1270 913">Sistema debe ser estable ante apertura en 6 ciclos.</td> </tr> <tr> <td data-bbox="507 913 863 1032">Verificación por Estabilidad Transitoria Si es inestable, Falla monofásica con recierre exitoso</td> <td data-bbox="863 913 1270 1032">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																	
26	<p>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.</p>	Se ha cumplido.																

5.2.13. Análisis de riesgo y criterios para la selección del plan de expansión		
27	<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 style="margin-left: 20px;">(i) <i>La probabilidad de robustez definido como el porcentaje de futuros en los cuales el Plan es Robusto.</i></p> <p style="margin-left: 20px;">(ii) <i>La exposición al riesgo, definido como la diferencia del Atributo para un Plan menos el atributo de otro plan.</i></p> <p style="margin-left: 20px;">(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>	Se ha cumplido.
28	<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		
29	<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 style="margin-left: 20px;">a) <i>Detalle de las hipótesis adoptadas.</i></p> <p style="margin-left: 20px;">b) <i>Criterios de ingeniería y económicos empleados para la elaboración del Anteproyecto.</i></p> <p style="margin-left: 20px;">c) <i>Descripción de los modelos utilizados.</i></p> <p style="margin-left: 20px;">d) <i>Resultados de las simulaciones realizadas.</i></p> <p style="margin-left: 20px;">e) <i>Bases de datos empleadas.</i></p>	Se ha cumplido.

30	<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>Parcialmente cumplido.</p> <p>Véase el numeral 3.2 del presente Informe.</p>
<p>5.2.15. Información de los proyectos no incluidos como Proyectos Vinculantes</p>		
31	<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. g) Fecha o hito para la entrada en servicio comercial, refiriendo su 	<p>Parcialmente cumplido.</p> <p>Véase el numeral 3.3 del presente informe</p>

	<p><i>posible vinculación o dependencia con otras obras del PT.</i></p> <p><i>h) Corrientes y potencias de cortocircuitos.</i></p>	
32	<p><i>22.3 Información Relacionada con Instalaciones Existentes</i></p> <p><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></p> <p><i>b) Se deberá adjuntar, como anexo al PT, el sustento de todas las instalaciones que deban salir de servicio.</i></p>	<p>No se ha cumplido.</p> <p>Véase el literal a) del numeral 3.4 del presente informe.</p>