



PERÚ

Ministerio de Energía y Minas

"2007-2016 Decenio de las Personas con Discapacidad en el Perú"  
"Año de la consolidación del Mar de Grau"

**INFORME TÉCNICO N° 059 -2016-MEM-DGE/DEPE**

A : Directora General de Electricidad

Asunto : Evaluación de la Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2017-2026

Referencia : Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2017-2026.  
Carta COES/D-1177-2016 del 13.09.2016.  
Registro N° 2639949

Fecha : 20 de diciembre de 2016

**Contenido**

1. OBJETIVO.....	2
2. MARCO LEGAL.....	2
3. NOMENCLATURA Y SIGLAS UTILIZADAS.....	2
4. ANTECEDENTES.....	3
5. CRONOGRAMA DE ACTIVIDADES DE ELABORACIÓN, REVISIÓN Y APROBACIÓN DEL PLAN DE TRANSMISION 2017-2026.....	3
6. PROPUESTA DEFINITIVA DE ACTUALIZACION DEL PLAN DE TRANSMISION 2017-2026.....	4
7. REVISION Y VERIFICACION POR OSINERGMIN DEL CUMPLIMIENTO DE POLITICAS Y CRITERIOS ESTABLECIDOS POR EL MEM.....	6
7.2 EVALUACION DE LA OPINION DE OSINERGMIN.....	7
7.2.1 Contenido de los anteproyectos del Plan Vinculante.....	7
7.2.2 Comprobación metodológica.....	8
7.2.3 Base de datos del modelo energético (MODPLAN).....	9
8. RESUMEN DE LA PROPUESTA DEL COES.....	10
8.2 PROYECTOS VINCULANTES DEL PLAN DE TRANSMISIÓN.....	10
8.3 EVALUACION DE LOS PROYECTOS PROPUESTOS.....	11
8.3.1 Enlace 500 kV La Niña-Piura Nueva.....	12
8.3.2 Enlace 220 kV Pariñas-Nueva Tumbes.....	15
8.3.3 Enlace 220 kV Tingo María-Aguaytía.....	17
8.3.4 Esquemas Especiales de Protección (EEP).....	19
8.4 CONFIGURACIÓN AL AÑO HORIZONTE 2026.....	24
9. INTEGRACION DE LOS SISTEMAS AISLADOS ATALAYA E IBERIA.....	26
10. INTERCONEXIONES INTERNACIONALES.....	30
11. RETIRO DE INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN DE PLANES ANTERIORES.....	32
12. CONCLUSIONES.....	34
13. RECOMENDACIONES.....	35





PERÚ

Ministerio  
de Energía y Minas

## EVALUACION DE LA PROPUESTA DEFINITIVA DE ACTUALIZACION DEL PLAN DE TRANSMISIÓN 2017-2026

### 1. OBJETIVO

Evaluar la propuesta definitiva de actualización del Plan de Transmisión 2017 – 2026 presentado por el Comité de Operación Económica del Sistema (COES), en cumplimiento de lo establecido en la Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, y en el Reglamento de Transmisión.

### 2. MARCO LEGAL

Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas, publicado el 19 de noviembre de 1992 y sus modificatorias.

Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, publicada el 23 de julio de 2006.

Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado por Decreto Supremo N° 009-93-EM, publicado el 25 de febrero de 1993 y sus modificatorias.

Reglamento de Transmisión, aprobado por Decreto Supremo N° 027-2007-EM, publicado el 17 de mayo de 2007, que además modifica el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas.

Criterios y Metodología para la Elaboración del Plan de Transmisión, aprobados mediante Resolución Ministerial N° 129-2009-MEM/DM, publicada el 07 de marzo de 2009.

### 3. NOMENCLATURA Y SIGLAS UTILIZADAS

En adición a la nomenclatura y siglas utilizadas y definidas en la normativa vigente, en el presente informe se utilizan las siguientes siglas y abreviaturas:

**LCE:** Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas

**Ley:** Ley N° 28832, "Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica".

**MEM o Ministerio:** Ministerio de Energía y Minas del Perú

**PT:** Plan de Transmisión

**PT-2017:** Propuesta definitiva de actualización del PT para el periodo 2017-2026

**RLCE:** Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas

**SGT:** Sistema Garantizado de Transmisión

**RM N° 129-2009 o Criterios:** "Criterios y Metodología para la elaboración del Plan de Transmisión" aprobado mediante Resolución Ministerial N° 129-2009-MEM/DM





PERÚ

Ministerio  
de Energía y Minas

#### 4. ANTECEDENTES

La Ley N° 28832, "Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica" en su Artículo 21° dispone que el desarrollo del Sistema Garantizado de Transmisión se realiza conforme al PT, el cual se actualiza y publica cada dos (02) años.

La misma norma establece que los estudios de actualización del PT son elaborados por el COES, y que el MEM lo aprueba previa opinión de OSINERGMIN, entidad que deberá verificar que el estudio cumple con las políticas y criterios establecidos por el MEM. Asimismo, establece que el PT tiene carácter vinculante para las decisiones de inversión que se adopten durante su vigencia.

El Reglamento de Transmisión, precisa en su numeral 17.2 del Artículo 17°, que a más tardar el 1 de junio del año siguiente al que entra en vigencia el PT, el COES presentará al MEM y a OSINERGMIN la propuesta de actualización. Además, especifica el procedimiento a seguir hasta su aprobación por el MEM, lo cual se hará mediante Resolución Ministerial, a más tardar el 31 de diciembre del año previo a su vigencia.

Mediante Resolución Ministerial N° 129-2009-MEM/DM, el MEM aprobó los "Criterios y Metodología para la elaboración del Plan de Transmisión".

El 01/06/2016, mediante documento COES/D-546-2016, COES presentó a OSINERGMIN su PROPUESTA INICIAL de Actualización del Plan de Transmisión 2017-2026, a fin de que en el plazo de treinta (30) días hábiles establecido en el Reglamento de Transmisión, verifique que en su elaboración se cumplió con las políticas y criterios establecidos por el Ministerio.



En la misma fecha, el 01/06/2016, el COES presentó al Ministerio, mediante documento COES/D-545-2016, su Propuesta Inicial de Actualización del Plan de Transmisión 2017-2026.

El 12/07/2016, mediante Oficio N° 673-2016-GRT, OSINERGMIN presentó al COES, con copia al Ministerio, las observaciones a la Propuesta Inicial, para que en el plazo de cuarenta (40) días hábiles se subsanen las observaciones formuladas y presenten su propuesta definitiva del Plan de Transmisión 2017-2026 a fin de que OSINERGMIN emita su opinión sobre la propuesta, conforme lo establece el numeral 17.4 del Reglamento de Transmisión.



El 13/09/2016, mediante documento COES/D-1178-2016, el COES presentó a OSINERGMIN la subsanación de las observaciones y su Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión, periodo 2017-2026.



En la misma fecha, el 13/09/2016, el COES presentó al Ministerio, mediante documento COES/D-1177-2016, su Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2017-2026.

Finalmente el 11/10/2016, mediante Oficio N° 943-2016-GRT, OSINERGMIN remitió al Ministerio su opinión sobre la Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2017 – 2026, presentada por el COES, acompañado del Informe Técnico N° 659-2016-GRT, que contiene la evaluación del cumplimiento de políticas y criterios establecidos en la norma vigente para la actualización del Plan de Transmisión.

#### 5. CRONOGRAMA DE ACTIVIDADES DE ELABORACIÓN, REVISIÓN Y APROBACIÓN DEL PLAN DE TRANSMISION 2017-2026

Conforme a lo establecido en el Artículo 17° del Reglamento de Transmisión, hasta la fecha de elaboración del presente informe se desarrollaron las siguientes actividades para la actualización del Plan de Transmisión 2017 – 2026:



PERÚ

Ministerio  
de Energía y Minas

- 1) Antes del 30 de junio del año 2015, los Agentes e interesados presentaron al COES sus propuestas de solución a los problemas identificados por esta entidad en el último informe de diagnóstico, o cualquier otro problema que el COES no haya identificado.
- 2) A más tardar el 1 de junio del año 2016 el COES debía presentar al MEM y a OSINERGMIN la propuesta de actualización del Plan de Transmisión, con los informes y cálculos de sustento, elaborada siguiendo el procedimiento especificado en el Artículo 19 del mismo reglamento. El COES cumplió con presentar su propuesta al Ministerio y a OSINERGMIN en la fecha indicada.
- 3) OSINERGMIN, en un plazo de treinta (30) días hábiles de recibida la propuesta, debía verificar el cumplimiento de las políticas y criterios establecidos por el Ministerio. En caso de existir observaciones, devolvería la propuesta al COES, con sus observaciones debidamente fundamentadas, con conocimiento del Ministerio. OSINERGMIN cumplió con lo establecido en la norma al emitir sus observaciones 12/07/2016.
- 4) El COES en un plazo máximo de cuarenta (40) días hábiles debía subsanar debidamente las observaciones formuladas por OSINERGMIN y remitir su Propuesta Definitiva del Plan de Transmisión al Ministerio y a OSINERGMIN, con los informes y cálculos de sustento. El COES presentó el levantamiento de observaciones y la Propuesta Definitiva de actualización del PT el 13/09/2016, dentro del plazo establecido en la norma.
- 5) OSINERGMIN en un plazo de veinte (20) días hábiles contados desde la recepción de la Propuesta Definitiva, debía remitir al Ministerio su opinión sustentada sobre dicha propuesta, lo cual cumplió elevando su opinión al MEM el 11/10/2016.

Recibida la opinión de OSINERGMIN, corresponde al Ministerio publicar la Resolución Ministerial que aprueba la actualización del Plan de Transmisión 2017 – 2026 a más tardar el 31 de diciembre 2016. Asimismo, debe publicar en su portal de Internet los informes y cálculos de sustento del Plan de Transmisión aprobado.

## 6. PROPUESTA DEFINITIVA DE ACTUALIZACION DEL PLAN DE TRANSMISION 2017-2026

### 6.1 OBJETIVO Y CONTENIDO DEL PLAN DE TRANSMISIÓN

El estudio para la actualización del PT tiene como objetivo 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 satisfagan los requerimientos de seguridad y calidad del servicio establecidos en las normas pertinentes, promover la integración de regiones eléctricamente aisladas y la ampliación de la frontera eléctrica.

El plan de obras comprende un horizonte de 10 años (horizonte de estudio), que en esta actualización abarca el periodo 2017-2026.

De conformidad con lo establecido en el Reglamento de Transmisión, el PT debe contener como mínimo lo siguiente:

- a) La relación de instalaciones del Sistema de Transmisión (ST) cuya construcción se recomienda en el horizonte del estudio, especificando la fecha requerida de operación comercial de cada una de ellas.



PERÚ

Ministerio de Energía y Minas

- b) Para cada Proyecto Vinculante, entre otros, el cronograma de actividades, el Anteproyecto, presupuesto de inversión estimado, propuesta de beneficiarios y asignación de compensaciones para su remuneración.
- c) La relación de 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 periodo de concesión a ser licitada. (para instalaciones cuyo plazo de concesión concluye dentro de los 2 primeros años del horizonte del estudio).
- d) La relación de instalaciones del Sistema de Transmisión que deberán salir del servicio.

## 6.2 PROPUESTA DEFINITIVA PRESENTADA POR EL COES

La Propuesta Definitiva presentada por el COES está compuesta por los siguientes volúmenes:

- **Volumen I:** que contiene el cuerpo principal del informe del PT e incluye: el Resumen Ejecutivo, la descripción del proceso de planificación, premisas, datos, cálculos, análisis, resultados y conclusiones del estudio.
- **Volumen II:** que contiene los anexos al Informe, en los cuales se presenta información detallada de los datos, cálculos, análisis y resultados del estudio.
- **Volumen III:** que contiene los anteproyectos de ingeniería del Plan Vinculante 2022 y un resumen descriptivo de los proyectos con horizonte al año 2026 que no forman parte del Plan Vinculante.

Tomando como base lo establecido en el Reglamento de Transmisión, la evaluación del contenido de los volúmenes presentados por el COES como parte de su Propuesta Definitiva es la que se presenta en el Cuadro N° 6.1.

Cuadro N° 6.1

### EVALUACIÓN DEL CONTENIDO DE LA PROPUESTA DEFINITIVA DEL COES

Contenido mínimo		Evaluación de cumplimiento
a)	Relación de instalaciones del ST cuya construcción se recomienda en el horizonte del estudio, especificando la fecha requerida de operación comercial (OC) de cada una de ellas.	<p>Cumple con presentar la relación de proyectos desagregados en dos grupos:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Instalaciones requeridas antes del 2022, que forman el grupo de <b>Proyectos Vinculantes</b>, especificando la fecha requerida de operación comercial.</li> <li>• Instalaciones del Plan a Largo Plazo 2023-2026. No incluye la eventual fecha de operación comercial requerida. La configuración del sistema se elabora para el año horizonte 2026.</li> </ul>
b)	Para cada Proyecto Vinculante, entre otros, el cronograma de actividades, el Anteproyecto, presupuesto de inversión estimado, propuesta de beneficiarios y asignación de compensaciones para su remuneración	<p>Cumple con presentar el cronograma de actividades, el Anteproyecto y el presupuesto de inversión estimado de tres de los proyectos del Plan Vinculante.</p> <p>Conforme a las comunicaciones remitidas por el COES el anteproyecto y el presupuesto de inversión estimado de dos de los proyectos del</p>



PERÚ

Ministerio de Energía y Minas

	Contenido mínimo	Evaluación de cumplimiento
		<p>Plan Vinculante, relacionados a los proyectos de Esquemas Especiales de Protección, se presentarán con posterioridad a la presentación de la Propuesta Definitiva.</p> <p>No especifica beneficiarios directos en ninguno de los proyectos, pero si destaca los beneficios de cada proyecto en el conjunto del SEIN.</p> <p>No especifica asignación de compensaciones. Por defecto se considera que se remuneran según lo establecido en la Ley 28832 y el Reglamento de Transmisión para el caso de instalaciones nuevas o de Refuerzos.</p>
c)	La relación de 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 periodo de concesión a ser licitada	No especifica. Se entiende que no existen instalaciones cuya concesión concluya en los próximos 2 años.
d)	La relación de instalaciones del Sistema de Transmisión que deberán salir del servicio	No especifica.



## 7. REVISIÓN Y VERIFICACIÓN POR OSINERGMIN DEL CUMPLIMIENTO DE POLÍTICAS Y CRITERIOS ESTABLECIDOS POR EL MEM



### 7.1 OPINIÓN DE OSINERGMIN SOBRE LA PROPUESTA DEFINITIVA DEL PLAN DE TRANSMISIÓN

De conformidad con lo dispuesto en el Artículo 21, numeral 21.2 de la Ley 28832, corresponde a OSINERGMIN verificar que el estudio del COES cumple con las políticas establecidas por el Ministerio<sup>1</sup>.

OSINERGMIN cumplió con la revisión de la Propuesta Inicial y emitió sus observaciones al COES, entidad que a su vez presentó la absolución a estas observaciones y presentó su Propuesta Definitiva, con la inclusión de las mejoras y modificaciones correspondientes.

OSINERGMIN remitió al Ministerio su opinión sobre la Propuesta Definitiva mediante Oficio N° 943-2016-GRT del 11/10/2016, sustentada en el Informe Técnico No 659-2016-GRT de octubre 2016.

En su comunicación OSINERGMIN indica 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, se tiene que el contenido mínimo de los anteproyectos del Plan Vinculante no está acorde con lo exigido en el artículo 23 de la Resolución Ministerial No 129-2009-MEM-DM que, entre otros, sirve de base para iniciar la licitación de los Proyectos Vinculantes."

<sup>1</sup> Los Criterios y Metodología fueron aprobados mediante Resolución Ministerial N° 129-2009-MEM/DM, publicada el 07 de marzo de 2009



PERÚ

Ministerio  
de Energía y Minas

En las Conclusiones y Recomendaciones del Informe Técnico No 659-2016-GRT, se recomienda de manera general que dicha propuesta sea revisada considerando los siguientes aspectos:

[...]

1. El contenido de los anteproyectos del Plan Vinculante no cumple a cabalidad con lo establecido en el Artículo 23 de la RM 129-2009, en razón a que no se han incluido todos los aspectos contemplados en dicho artículo; por ejemplo, en el Anteproyecto del proyecto "Esquema Especial de Protección de la Zona Norte del SEIN" no se ha incluido, entre otros, el presupuesto ajustado al nivel de proyecto de ingeniería básica ni el cronograma de actividades.
2. Los proyectos que conforman el Plan de Largo Plazo no se han considerado en su totalidad en la comprobación metodológica; por ejemplo, no se consideró la línea 220 kV Cajamarca-Cáclic-Moyobamba (segunda terna).
3. La Base de Datos del modelo energético (MODPLAN) contiene parámetros eléctricos que no son concordantes con la topología de la red considerada en el estudio.

[...]"

A continuación en el informe antes indicado se realizan las siguientes recomendaciones:



[...]

1. Se recomienda que la totalidad de los anteproyectos sean culminados en el más breve plazo, a fin de que dichos proyectos puedan ser licitados en su debida oportunidad.
2. Se recomienda priorizar la ejecución del "Proyecto Enlace 500 kV La Niña-Piura, subestaciones, líneas y ampliaciones asociadas", a fin de atender el crecimiento de la demanda de la zona norte y evitar racionamiento de carga.
3. Se sugiere que el COES formalice una metodología o norma apropiada para el tratamiento de la integración al SEIN de los sistemas aislados.



[...]"



## 7.2 EVALUACION DE LA OPINION DE OSINERGMIN

### 7.2.1 Contenido de los anteproyectos del Plan Vinculante

#### OBSERVACIONES DE OSINERGMIN

Conforme a lo señalado en el apartado previo OSINERGMIN, en el numeral 3.2.1 del Informe Técnico N° 659-2016-GRT, señala que:

- Los anteproyectos 1) Esquema especial de protección para el Norte del SEIN y 2) Esquema especial de protección para el Centro – Oriente del SEIN se encuentran incompletos.
- En el anteproyecto "Línea de transmisión en 220 kV Pariñas-Nueva Tumbes 220 kV y subestaciones" no se señala la inexistencia de áreas con posibles restos arqueológicos o áreas con conflictos medio ambientales potenciales.



PERÚ

Ministerio  
de Energía y Minas

- En el anteproyecto "Línea de transmisión en 220 kV Nueva Tingo María-Aguaytía y subestaciones", no se incluye el cronograma de actividades a realizar para la licitación y ejecución del proyecto.
- El anteproyecto "Esquema especial de protección para el Norte del SEIN" (EEP para la zona Norte) no incluye el presupuesto ajustado a nivel de proyecto de ingeniería básica y no incluye el cronograma.
- El anteproyecto "Esquema especial de protección para el Centro – Oriente del SEIN" (EEP para el Centro Oriente del SEIN) no incluye el cronograma detallado de las actividades a realizar para la licitación y ejecución del proyecto, limitándose solamente a mencionar la duración total de las actividades.

Sobre esta base OSINERGMIN concluye que las observaciones fueron subsanadas parcialmente.

#### EVALUACIÓN:

Luego de revisar la información presentada por el COES como parte de su Propuesta Definitiva se puede verificar que las observaciones de OSINERGMIN son válidas, puesto que el contenido de los Anteproyectos: EEP para la zona Norte y EEP para el Centro Oriente del SEIN sólo contenían una descripción general de los sistemas y del equipamiento principal, no cumpliéndose con los alcances establecidos en RM N° 129-2009. El COES, al absolver las observaciones de OSINERGMIN expresa que los indicados anteproyectos estaban en elaboración (en la fecha de presentación de la Propuesta Definitiva), sin indicar una posible fecha de presentación.

Igualmente se verificó que las omisiones indicadas por OSINERGMIN a los anteproyectos LT Pariñas-Nueva Tumbes 220 kV y subestaciones, y LT Nueva Tingo María-Aguaytía 220 kV y subestaciones, son también válidas.

Se puede ver también que en las observaciones planteadas por OSINERGMIN no se objeta la inclusión de alguno de los proyectos como parte del Plan Vinculante sino que las mismas están referidas a la inclusión de información adicional, que inicialmente no fue considerada por el COES. Sobre el particular resulta oportuno ver también que OSINERGMIN señala en sus recomendaciones que estas observaciones deben ser subsanadas al más breve plazo, completando los respectivos anteproyectos. Por lo tanto, se deduce que no son observaciones que inhabiliten o alteren la propuesta de proyectos vinculantes.

A partir de lo señalado, mediante Oficio N° 1968-2016-MEM/DGE del 03/11/2016, se solicitó al COES la subsanación de estas observaciones con el fin de continuar con el proceso de aprobación del Plan de Transmisión 2017-2026.

En respuesta a estos documentos, el COES mediante documento COES/D-1463-2016 precisó que debido a la magnitud de recursos que demanda la elaboración de los anteproyectos de ingeniería éstos no lograron ser completados en su totalidad y a la fecha estaban siendo finalizados, por lo que serían presentados a la brevedad.

Por consiguiente, se concluye que las observaciones son subsanables y no son incumplimientos que impidan la aprobación de la Propuesta Definitiva del Plan de Transmisión 2017-2026.

#### 7.2.2 Comprobación metodológica

#### OBSERVACION DE OSINERGMIN



PERÚ

Ministerio  
de Energía y Minas

En relación a la comprobación metodológica del año 2031 (horizonte de 15 años), OSINERGMIN encuentra que en el modelo MODPLAN, correspondiente al año 2031, no se ha representado las líneas de transmisión Cajamarca-Cáclic-Moyobamba (segunda terna), Pariñas-Tumbes y Tingo María-Aguaytía (segunda terna), y por lo tanto, el Plan de Largo Plazo no cumple con lo establecido en el Artículo 17° de la RM 129-2009.

Estas líneas han sido incluidas en el PT sustentadas en el criterio N-1.

### EVALUACIÓN

Según lo especificado en el Artículo 17° de la RM 129-2009, "Comprobación Metodológica de Validez de Proyectos en Horizonte":

"[...]"

*Las Opciones seleccionadas, de mayor impacto para el SEIN y que involucren enlaces troncales entre Zonas, se evaluarán con la misma metodología establecida en la presente Norma, en el quinto año adicional al horizonte del estudio. Este análisis servirá únicamente para determinar si tales Opciones se mantienen como soluciones consistentes en el tiempo.*

*En caso que dichas Opciones no se mantengan como soluciones para dicho horizonte ampliado, las mismas deberán ser reformuladas o de ser el caso no serán consideradas en el PT.*

"[...]"



Las observaciones de OSINERGMIN se refieren a que no se han representado en el MODPLAN líneas cuya inclusión en el PT se sustentan en la aplicación del criterio N-1. Sin embargo, estas líneas no involucran **enlaces troncales entre Zonas**, tal como especifica el alcance del artículo 17°.

Al respecto, mediante carta N° COES/D-1463-2016 (del 28/11/2016), el COES efectuó la siguiente precisión: *"Teniendo en cuenta que los proyectos definidos por el análisis N-1 tienen por objetivo mejorar la confiabilidad, y por otro lado la metodología del PT tiene por objetivos minimizar las congestiones y los costos de operación en el estado N (sin contingencias), la comprobación metodológica de los proyectos definidos por el análisis N-1, mediante simulaciones de la operación del año horizonte, en condición N, no resulta trascendente para el PT"*

Por lo tanto, aun siendo válida la observación, para efectos de precisión de cálculo, no es relevante para la definición de los proyectos del Plan Vinculante.

### **7.2.3 Base de datos del modelo energético (MODPLAN)**

OSINERGMIN observa que los parámetros eléctricos de algunas líneas, utilizados en el modelo DigSilent, presentan diferencias significativas de los utilizados en el MODPLAN. Así mismo, que las capacidades de algunas líneas tienen valores diferentes en uno y otro modelo y que para la barra "IodChava60" se usa un factor de potencia de 0,93, cuando según los criterios aplicables el factor de potencia debe ser no menor de 0,95.

Luego de revisadas las respuestas del COES, OSINERGMIN expresa que no se ha absuelto completamente estas observaciones, puesto que en el modelo MODPLAN se mantiene la diferencia de datos para la línea Cajamarca-Cáclic, segunda terna, y la compensación serie en las 2 ternas Mantaro-Cotaruse.

### **EVALUACIÓN:**

En su respuesta a las observaciones de OSINERGMIN, el COES indica que: para las líneas que tienen compensación serie al MODPLAN se ingresa la reactancia considerando esta compensa-



ción; en tanto que, en el DigSilent, por ser un modelo más detallado, "se modela la compensación serie aparte de la Línea, por lo que se ingresa el parámetro sin alteración, tal como es el caso de la línea Mantaro-Cotaruse 220 kV que tiene una compensación del 65 %".

En el caso de la LT 220 kV Cajamarca-Cáclic, el COES indica que en el MODPLAN "aparece con la reactancia equivalente a dos líneas paralelas, por lo que su valor se reduce a la mitad".

Para aclarar esta observación, en su comunicación N° COES/D-1463-2016, el COES efectuó la siguiente precisión:

*"En relación a la línea L.T. 220 kV Cajamarca-Caclic sus parámetros sólo consideran una simple terna. La segunda terna fue incluida en el Plan de Largo Plazo del Plan de Transmisión por el análisis N-1, y no se consideró en las simulaciones debido al proceso de la metodología del PT, tal como se explicó en la respuesta a la anterior observación.*

*Para la línea L.T. 220 kV Mantaro-Cotaruse, se consideró la compensación serie sólo en el escenario base. Para los otros escenarios, con planes de transmisión candidatos, se consideró la operación de la L.T. indicada con la compensación fuera de servicio, con el objetivo de redistribuir los flujos de potencia por las líneas de 500 kV paralelas. En ese sentido no es una omisión en el cálculo, sino una posible situación operativa en beneficio del sistema"*

Puesto que en el MODPLAN los enlaces de transmisión se deben representar de manera simplificada, en tanto que en el DigSilent, que es un modelo de simulación de redes de transmisión, es posible representar en mayor detalle los componentes de la red, la respuesta del COES es adecuada. Sin embargo, es recomendable que verifique los valores utilizados en ambos modelos para garantizar la precisión de los cálculos.

No obstante lo señalado, las eventuales diferencias señaladas por OSINERGMIN en su observación no son relevantes para la determinación y selección del Plan Vinculante, por lo que no alteran los resultados de la Propuesta del PT.

## 8. RESUMEN DE LA PROPUESTA DEL COES

### 8.1. PROYECTOS VINCULANTES DEL PLAN DE TRANSMISIÓN

De acuerdo con lo señalado en el Reglamento de Transmisión, los Proyectos Vinculantes son los proyectos nuevos y los refuerzos incluidos en el Plan de Transmisión, cuyas actividades para su ejecución deben iniciarse dentro de los dos primeros años de la aprobación de su actualización, que para la presente caso es entre el 01 de enero de 2017 y el 31 de diciembre de 2018.

El COES ha determinado que los proyectos Vinculantes corresponden a aquellos cuya entrada en Operación Comercial debe ocurrir antes del 2022, los cuales forman parte del denominado "Plan Vinculante 2022".

La relación de proyectos propuestos, el año requerido y la fecha disponible estimada de cada proyecto, se aprecia en el cuadro N° 8.1.



**Cuadro N° 8.1  
PROYECTOS VINCULANTES DEL PLAN DE TRANSMISIÓN 2017-2026<sup>2</sup>**

PROYECTOS VINCULANTES DEL PLAN DE TRANSMISIÓN 2017 - 2026	Año Requerido
<b>Enlace 500 kV La Niña - Piura, subestaciones, líneas y ampliaciones asociadas, que comprende los siguientes subproyectos:</b>	2018
L.T. 500 kV La Niña - Piura Nueva	
S.E. Piura Nueva 500/220 kV	
Ampliación en 500 kV en S.E. La Niña	
Compensador Reactivo Variable (SVC o similar) -150/+300 MVAR en S.E. Piura Nueva 500 kV	
L.T. 220 kV Piura Nueva - Piura Oeste	
<b>Enlace 220 kV Pariñas - Nueva Tumbes, subestaciones y ampliaciones asociadas, que comprende los siguientes subproyectos:</b>	2020
L.T. 220 kV Pariñas - Nueva Tumbes	
S.E. Nueva Tumbes de 220 kV	
Ampliación en 220 kV de la S.E. Pariñas	
Seccionamiento de la L.T. 220 kV Zorritos - Machala en la S.E. Nueva Tumbes	
<b>Conexiones en 220 kV a Subestación Pariñas, que comprende los siguientes subproyectos:</b>	2020
Seccionamiento de la L.T. 220 kV Piura Oeste – Talara en S.E. Pariñas	
Seccionamiento de la L.T. 220 kV Talara – Zorritos en S.E. Pariñas	
Ampliación en 220 kV de la S.E. Pariñas	
<b>Enlace 220 kV Tingo María - Aguaytía, subestaciones, líneas y ampliaciones asociadas, que comprende los siguientes subproyectos:</b>	2022
L.T. 220 kV Tingo María – Aguaytía	
S.E. Nueva Tingo María de 220 kV	
Seccionamiento de la L.T. 220 kV Chaglla – Tingo María en S.E. Nueva Tingo María	
Ampliación en 220 kV de la S.E. Aguaytía	
<b>Esquema Especial de Protección del área Norte del SEIN</b>	2017
<b>Esquema Especial de Protección del área Centro-Oriente del SEIN</b>	2017

**Fuente:** Información de la "Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2017 - 2026". COES-SINAC.

De acuerdo con la información del Informe COES/DP-01-2016 el monto de la inversión estimada para la implementación de los proyectos Vinculantes incluidos en el Cuadro N° 8.1 bordea los 210 millones de US\$ conforme la información del Volumen III de la Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2017 - 2026.

## 8.2. EVALUACION DE LOS PROYECTOS PROPUESTOS

<sup>2</sup> Lista de Proyectos Vinculantes propuestos por el COES mediante comunicación COES/D-1539-2016.



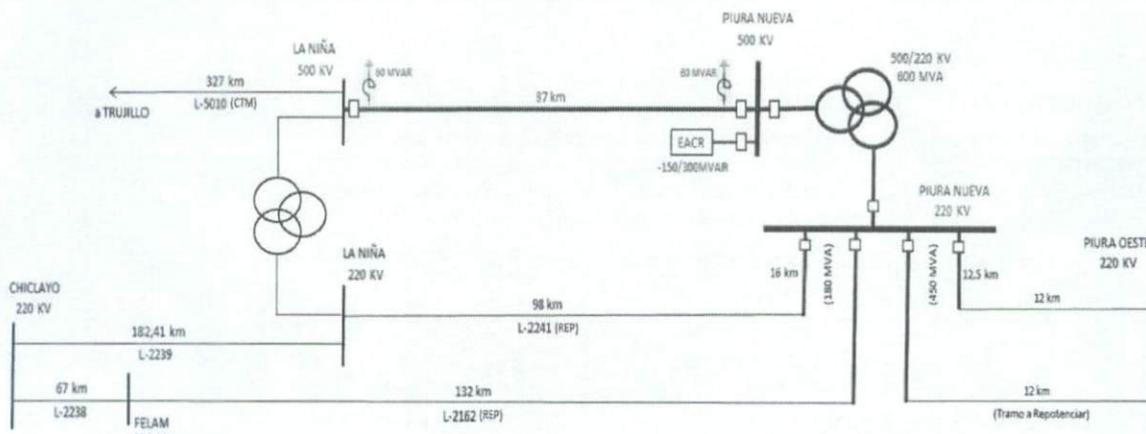
### 8.2.1. Enlace 500 kV La Niña-Piura Nueva

En el informe del COES se indica que el proyecto Línea de Transmisión La Niña-Piura Nueva en 500 kV es importante para el reforzamiento de la transmisión en la zona Norte del país, puesto que permitirá ampliar la capacidad de suministro eléctrico de Piura, dado el crecimiento que se espera en dicha zona del SEIN. Este proyecto forma parte del proyecto de interconexión con Ecuador, aprobado en el Plan de Transmisión 2013-2022 mediante RM N° 583-2012-MEM/DM.

Este proyecto se justifica a partir de los análisis de confiabilidad N-1. El COES calcula que el indicador técnico económico N-1 resulta del orden de 10 a 11 W/US\$, superior al valor de 3W/US\$ especificado en la RM 129-2009-MEM/DM.

La configuración general propuesta para la implementación del proyecto se puede ver en la Figura 8.1.

**Figura 8.1**  
**Configuración propuesta para el proyecto Enlace 500 kV La Niña-Piura Nueva**



**Fuente:** Elaboración propia con información del Anteproyecto "Línea de Transmisión en 500 kV La Niña – Piura Nueva y Subestaciones". COES-SINAC

El proyecto comprende de manera general una línea en 500 kV desde la Subestación existente La Niña hasta una subestación totalmente nueva denominada Piura Nueva y el enlace en 220 kV de esta última subestación con la subestación Piura Oeste.

Tomando en cuenta lo señalado la configuración propuesta para el proyecto es comprende los siguientes elementos:

- Una línea de transmisión de 500 kV, de aproximadamente 87 km, que conecta la Subestación La Niña con la futura Subestación Piura Nueva.
- La construcción de la Subestación Piura Nueva, que tendrá configuración eléctrica de Interruptor y Medio en 500 kV y de doble barra con seccionador de transferencia en 220 kV, cada una con los siguientes equipos:



### Patio de 500 kV

- Una (01) celda (para la línea a la Subestación La Niña) equivalente a los dos tercios del diámetro.
- Una (01) celda de reactor de línea 500 kV.
- Dos (02) celdas equivalentes a un diámetro completo, una del Equipo Automático de Compensación Reactiva 500kV y otra del banco monofásico autotransformador 500/220 kV.
- Un (01) Reactor trifásico de línea 500 kV de 3x20 MVAR (hacia la Subestación La Niña), más una unidad de reserva de 20 MVAR.
- Un (01) Equipo Automático de Compensación Reactiva (EACR) -150/+300 MVAR en 500 kV.
- Un (01) Banco de autotransformadores monofásicos de 500/220 kV – 3x200 MVA más una de reserva (200 MVA).

### Patio de 220 kV<sup>3</sup>

- Dos (02) celdas de línea 220 kV (líneas a Piura Oeste)
- Una (01) celda de línea 220 kV (línea a La Niña) – L-2241
- Una (01) celda de línea 220 kV (línea a Felam) – L-2162
- Una (01) celda de transformador 500/220 kV
- Una (01) celda de acoplamiento de barras
- Ampliación Subestación La Niña 500 kV
  - Una (01) celda de línea 500 kV (línea a Piura Nueva) equivalente a dos tercios del diámetro.
  - Una (01) celda de reactor de línea 500 kV
  - Un (01) Reactor trifásico de línea 500 kV de 80 MVAR (hacia SE Piura Nueva)



### Enlace de la Subestación Piura Nueva y la Subestación Piura Oeste en 220 kV

El equipamiento previsto en el patio de 220 kV de la Subestación Piura Nueva considera cuatro celdas de línea tomando en cuenta que el enlace de esta subestación con la Subestación Piura Oeste se realizaría seccionado las líneas Felam – Piura Oeste (L-2162) y La Niña – Piura Oeste (L-2241), como se puede ver en el diagrama de la Figura 8.1.



Este enlace comprendería, además del seccionamiento de las líneas indicadas previamente, la construcción de dos tramos de derivación (en doble terna) desde la SE Piura Nueva al punto de seccionamiento indicado en el anteproyecto, de aproximadamente 16 km, con capacidades de 180 MVA por circuito (de Piura Nueva hacia Felam y La Niña) y de 450 MVA por circuito (de Piura Nueva a Piura Oeste).

Esto significa que con la configuración propuesta se requeriría reforzar a 450 MVA el tramo de línea existente entre el punto de seccionamiento y la SE Piura Oeste, de aproximadamente 12,5 km. En el anteproyecto se indica que “se deberá prever la repotenciación considerando la utilización de cables conductores de alta capacidad térmica, termo resistentes y de las mismas características mecánicas de los cables conductores existentes, de manera que se pueda utilizar las mismas estructuras”.

De esta manera, la configuración del sistema quedaría conformada por dos líneas de transmisión en doble circuito: una línea con los circuitos Felam–Piura Nueva y La Niña– Piura Nueva y otra con

<sup>3</sup> Respecto los componentes del patio en 220 kV descritos en esta relación se debe tomar en cuenta lo señalado en los comentarios y opinión acerca del Enlace de la Subestación Piura Nueva y la Subestación Piura Oeste en 220 kV.



los 2 circuitos Piura Nueva–Piura Oeste, C1 y C2. Los circuitos de llegada tendrían un conductor ACAR 800 MCM por fase con capacidad de transmisión de 180 MVA por circuito, tal como la utilizada en la línea existente. Los circuitos de salida tendrían un haz con 2 conductores ACAR 750 MCM, con capacidad de transmisión de 450 MVA por circuito.

**Figura 8.2**  
**Esquema de conexión de las líneas existentes L-2162 y L-2241 a la SE Piura Nueva, y línea de enlace Piura Nueva-Piura Oeste**



**Fuente:** Elaboración propia con información del Anteproyecto "Línea de Transmisión en 500 kV La Niña-Piura Nueva y subestaciones". COES-SINAC

### COMENTARIOS Y OPINION

El proyecto de enlace 500 kV La Niña-Piura se sustenta en los estudios de confiabilidad N-1, toda vez que la capacidad de los 2 circuitos de 220 kV existentes, que suministran electricidad a las zonas de Piura, Talara y Tumbes, no garantizan la confiabilidad según el criterio N-1.

El indicador técnico económico W/US\$ resulta elevado, aún con el presupuesto de construcción calculado en el anteproyecto (132 millones de US\$, incluyendo el enlace Piura Nueva-Piura Oeste).

Conforme a lo señalado hasta aquí este proyecto cumple con el criterio técnico económico N-1, por lo que su inclusión en el Plan Vinculante está justificada.

En relación con este proyecto se observa que para la implementación del enlace entre las subestaciones Piura Nueva y Piura Oeste, tal como ha sido propuesto en el anteproyecto, se requeriría intervenir y modificar las líneas en 220 kV Felam–Piura Oeste (L-2162) y La Niña–Piura Oeste (L-2241) que forman parte de concesiones existentes, lo cual dificultaría que el proyecto fuera ejecutado de manera integral puesto que comprende la construcción de instalaciones nuevas y la modificación de instalaciones existentes concesionadas según contrato específico.



En este sentido, considerando que el proyecto de la línea en 500 kV La Niña – Piura Nueva debe comprender también su conexión en 220 kV a la Subestación Piura Oeste, se debería considerar el enlace 220 kV Piura Nueva-Piura Oeste como un componente del mismo, con 2 circuitos de 450 MVA cada uno, con lo cual se garantiza que el proyecto integral esté bajo la responsabilidad de un solo concesionario.

Tomando en cuenta lo señalado, en los alcances de los documentos de licitación de este proyecto, debería estipularse que el anteproyecto de enlace que forma parte del PT 2017 - 2026 es una opción referencial, pudiendo el adjudicatario adoptar éste u otro esquema de enlace entre las subestaciones Piura Nueva y Piura Oeste, de acuerdo con la evaluación que realice para tal fin.

Por otra parte, el proyecto de interconexión Perú-Ecuador en 500 kV, aprobado en la actualización del Plan de Transmisión 2013-2022 (RM N° 583-2012-MEM/DM), comprendía una línea entre La Niña y el punto de cruce de la frontera Perú-Ecuador, debido a que al momento de aprobar dicho plan el sistema en 500 kV sólo llegaban hasta la Subestación La Niña. En este sentido la ejecución del tramo La Niña-Piura en 500 kV modificará en los hechos el alcance la línea aprobada en el Plan de Transmisión 2013-2022, pero considerando que en el presente caso el tramo de línea La Niña – Piura servirá fundamentalmente para atender el crecimiento de la demanda de la zona norte del país dado el crecimiento que se espera en esta parte del SEIN.

En virtud de lo señalado, al aprobarse el Plan Vinculante del PT 2017 - 2026 se modificará en los hechos el alcance del proyecto “Línea de Transmisión 500 kV La Niña-Frontera”, aprobado en el PT 2013 – 2022, que ahora solo comprendería el tramo de Piura hasta el punto de frontera.

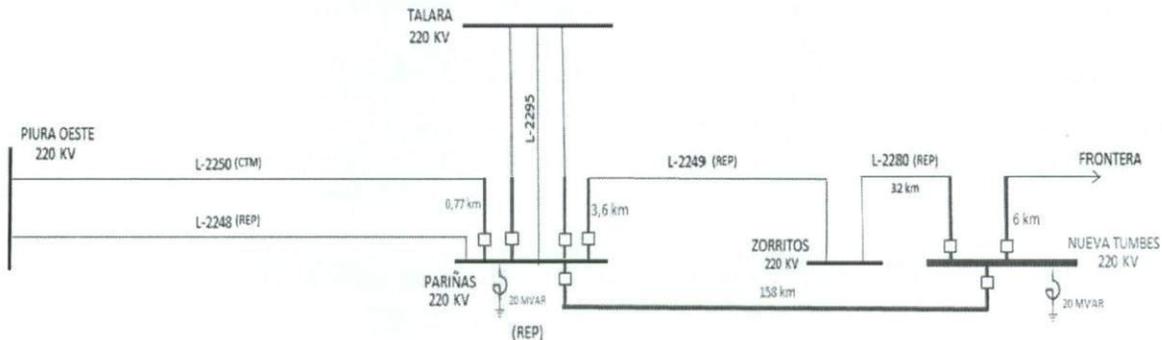
### 8.2.2. Enlace 220 kV Pariñas-Nueva Tumbes

El proyecto comprende la instalación de una línea de 220 kV entre la SE Pariñas (Talara) y una nueva subestación denominada Nueva Tumbes, a construirse como parte del proyecto en una zona próxima a la LT 220 kV Zorritos-Machala. Esta línea será seccionada para conectarse a la nueva subestación, mediante un esquema tipo PI (entrada-salida).

El proyecto también incluye modificaciones en los enlaces Piura Oeste-Talara-Pariñas y Talara-Zorritos. Estas líneas se abrirían a la altura de la SE Pariñas para conectarse a las barras de 220 kV de ésta mediante esquemas tipo PI (entrada-salida), mediante tramos de línea cortos.

En la Figura 8.3 se puede ver la configuración del proyecto.

**Figura 8.3**  
**Configuración del proyecto Enlace 220 kV Pariñas-Nueva Tumbes**



**Fuente:** Elaboración propia con información del Anteproyecto “Línea de Transmisión en 220 kV Pariñas – Nueva Tumbes y Subestaciones Asociadas”. COES-SINAC



Las componentes del proyecto son:

- Línea de Transmisión 220 kV Pariñas–Nueva Tumbes, en simple terna, de 158 km de longitud.
- SE Nueva Tumbes 220 kV, equipada con cinco (05) celdas en 220 kV
  - Una (01) Celda de salida de línea hacia la SE Zorritos (de la L-2280)
  - Una (01) Celda de salida de línea hacia SE Machala (de la L-2280)
  - Una (01) Celda de salida de línea hacia SE Pariñas
  - Una (01) Celda de acoplamiento de barras
  - Una (01) Celda para el Reactor de barra de 20 MVAR (*Ver Nota al final del párrafo*)
- Una derivación de línea en 220 kV próxima a la SE Nueva Tumbes (L-2280) con línea de doble terna de 6,0 km (entrada y salida).
- Ampliación de la Subestación Pariñas 220 kV en 220 kV:
  - Una (01) celda para la nueva línea Pariñas-Nueva Tumbes.

Adicionalmente, como se puede ver en la Figura 8.5, como parte del anteproyecto incluido en la Propuesta Definitiva se consideran las siguientes instalaciones:

- Dos derivaciones de línea en 220 kV en la zona de Pariñas
  - L-2250 a Pariñas con línea de doble terna de 0,77 km (entrada y salida)
  - L-2249 a Pariñas con línea de doble terna de 3,6 km (entrada y salida)
- Ampliación de la Subestación Pariñas 220 kV asociadas a las derivaciones indicadas previamente:
  - Dos (02) celdas para la derivación de la línea L-2250
  - Dos (02) celdas para la derivación de la línea L-2249

**Nota:** En el anteproyecto presentado por el COES no se especifica que el Reactor de 20 MVAR sea parte del proyecto, salvo las indicaciones que figuran en los planos y diagramas de la subestación, y el presupuesto desagregado. Por lo tanto se debería considerar este reactor como parte del proyecto y el COES deberá incluir el detalle de sus características técnicas.

Este proyecto se justifica a partir de los análisis de confiabilidad N-1 y tiene por objeto garantizar la confiabilidad de suministro a la zona de Tumbes evitando la formación de “islas” en la situación de contingencia o salida por mantenimiento de la línea Talara-Zorritos.

### COMENTARIOS Y OPINION

El proyecto de un segundo circuito a Tumbes se justifica aplicando el criterio de confiabilidad N-1. El COES calcula que el indicador relación N-1/Costo (W/US\$), es igual a 3W/US\$, que es el valor mínimo de aceptación según el criterio técnico económico especificado en la RM N° 129-2009-MEM/DM.

Para el cálculo del indicador N-1 el COES calcula que la potencia que adquiere redundancia varía entre 77 a 84 MW, según los escenarios evaluados, y que la inversión en el proyecto es de 27 millones de US\$.

El presupuesto total del proyecto, según el Anteproyecto presentado por el COES, es de 54,4 millones de US\$, sin IGV. Con esta inversión el indicador N-1 resulta menor a 3W/US\$ (84MW/54.4



millones US\$ = 1,5), es decir el proyecto no cumple el criterio técnico económico N-1. Sin embargo, el COES precisa que cumple la función de garantizar la seguridad, calidad y fiabilidad del SEIN, por lo que su inclusión en el PT 2017-2026 se sustenta en la aplicación del numeral 14.3 del Artículo 14º del Reglamento de Transmisión, donde se indica que, dentro del alcance del plan de transmisión se deberá incluir "Cualquier instalación que a criterio del COES resulte de importancia fundamental para el mantenimiento de la seguridad, calidad y fiabilidad del SEIN".

El componente principal de este anteproyecto es la construcción de la Línea de Transmisión Pariñas-Nueva Tumbes en 220 kV y de la Subestación Nueva Tumbes, así como la conexión de esta subestación a la línea L-2280.

Por otra parte entre los componentes del proyecto se puede ver que están incluidas las modificaciones en la línea Piura Oeste-Talara (L-2250), cuyo concesionario es el Consorcio Transmantaro, y en la línea Talara-Zorritos (L-2249) cuyo concesionario es REP, además de la ampliación de la Subestación Pariñas (cuyo concesionario también es REP) para la conexión de las derivaciones de estas líneas.

En consecuencia, tomando en cuenta lo señalado previamente, para la aprobación en el PT 2017 – 2026 el proyecto debería desagregarse en tres componentes:

- Línea de transmisión Pariñas-Nueva Tumbes en 220 kV, que comprende la ampliación de la Subestación Pariñas con una celda de línea, la construcción de la línea Pariñas-Nueva Tumbes de 158 km, la instalación de la Subestación Nueva Tumbes con 5 celdas, la conexión de esta subestación a la línea L-2280 (Zorritos –Machala) y la instalación del reactor de 20 MVAR.
- Seccionamiento de la línea Talara-Tumbes y conexión a la Subestación Pariñas a ser ejecutados como refuerzos de las instalaciones existentes.
- Seccionamiento de la Línea Piura Oeste-Talara y conexión a la Subestación Pariñas a ser ejecutados como refuerzos de las instalaciones existentes.

### 8.2.3. Enlace 220 kV Tingo María-Aguaytía

El proyecto segunda terna de la LT 220 kV Tingo María–Aguaytía, se propone para dar confiabilidad a las zonas de Aguaytía y Pucallpa.

Este proyecto comprende la construcción de una nueva subestación en Tingo María, para conectar la nueva línea de 220 kV, debido a las limitaciones de la actual subestación. Asimismo, esta nueva subestación deberá estar preparada para la futura implementación de transformadores en el ámbito del Plan de Inversiones de Transmisión, de manera que permita el desarrollo de la sub-transmisión de la zona.

Los componentes del proyecto son:

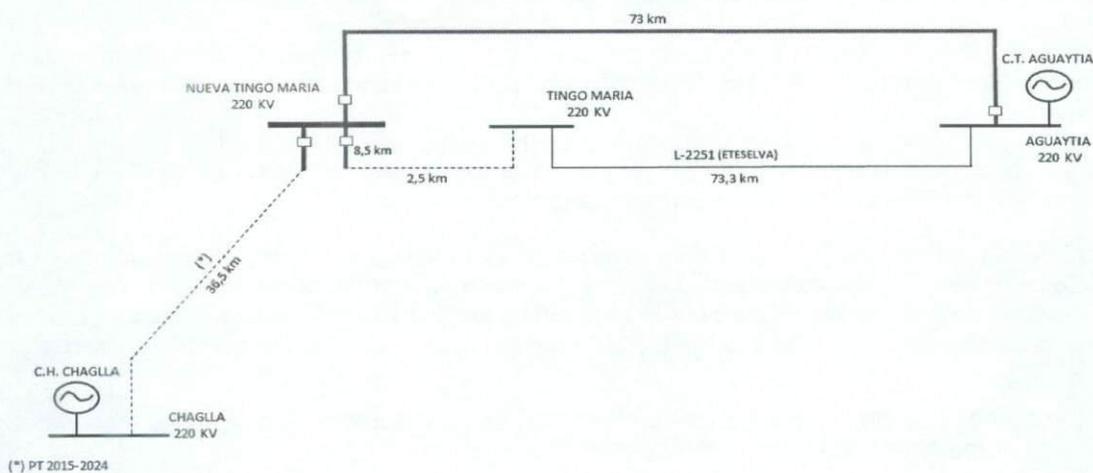
- Línea de Transmisión 220 kV Nueva Tingo María–Aguaytía, de 73 km y 250 MVA de capacidad.
- Nueva subestación 220 kV Tingo María con tres (03) celdas de línea y una celda de acoplamiento de barras.
- Ampliación de la SE Aguaytía con una (01) celda de línea.



- Seccionamiento de la LT 220 kV Tingo María–Chaglla (incluida como parte del PT 2015-2024) para conectarse a la Nueva SE Tingo María, mediante una línea de derivación de aproximadamente 8,5 km, de 450 MVA de capacidad.

En la Figura 8.4 se puede ver la configuración del proyecto.

**Figura 8.4**  
**Configuración del proyecto Enlace 220 kV Tingo María-Aguaytía**



**Fuente:** Elaboración propia con información del Anteproyecto "Línea de Transmisión en 220 kV Tingo María – Aguaytía (Segundo Circuito) y Subestaciones Asociadas". COES-SINAC

Este proyecto se justifica a partir de los análisis de confiabilidad N-1. El COES calcula que el indicador técnico económico N-1 resulta del orden de 15 a 16 W/US\$, superior al valor de 3W/US\$ especificado en la RM 129-2009-MEM/DM.

### COMENTARIOS Y OPINION

El proyecto de un segundo circuito Tingo María-Aguaytía, se justifica aplicando el criterio de confiabilidad N-1. El COES calcula que el indicador relación N-1/Costo (W/US\$), es del orden de 15 a 16W/US\$, que es mayor al valor límite de aceptación según el criterio técnico económico especificado en la RM 129-2009-MEM/DM.

Para el cálculo del indicador N-1 el COES calcula que la potencia que adquiere redundancia varía entre 233 a 265 MW, según los escenarios evaluados, y que la inversión en el proyecto es de 16 millones US\$.

Según el presupuesto del anteproyecto, la inversión alcanza la suma de US\$20,4 millones, con lo cual el indicador N-1 resulta del orden de 11 W/US\$, por consiguiente el proyecto cumple con el criterio técnico económico N-1.

Puesto que el proyecto incluye el seccionamiento de la línea Chaglla-Tingo María 220 kV, aprobado en el PT 2015-2024 y en actual proceso de licitación, se debe incluir en las condiciones de la



PERÚ

Ministerio  
de Energía y Minas

licitación de este proyecto el futuro desarrollo de éste enlace de conexión a la SE Nueva Tingo María coordinando los cronogramas de ejecución de ambos proyectos.

#### 8.2.4. Esquemas Especiales de Protección (EEP)

##### a. EEP área Norte

El esquema tiene por objetivo evitar la pérdida de sincronismo de las centrales del área norte y el colapso de tensión, ante la desconexión de líneas de 500 kV o 220 kV. Para ello se plantea implementar un esquema basado en sincrofasores, que monitoreen los estados de las líneas en base a los ángulos de la tensión, y tome decisiones de rechazo de carga en base a estos ángulos.

El rechazo de carga a realizarse por el EEP-Norte se realizará a nivel distribución, en los alimentadores de media tensión y en los puntos que definan los grandes usuarios libres.

Este proyecto se sustenta en los criterios de seguridad y confiabilidad establecidos en el Artículo 14° numeral 14.3 del Reglamento de Transmisión, donde se indica que, dentro del alcance del plan de transmisión se deberá incluir "Cualquier instalación que a criterio del COES resulte de importancia fundamental para el mantenimiento de la seguridad, calidad y fiabilidad del SEIN".

En el informe del COES se indica que, en los análisis eléctricos de verificación del desempeño de largo plazo (Plan de Transmisión) se observó que la zona Norte sigue siendo la más vulnerable respecto a la calidad y seguridad del sistema, así como la zona Centro-Oriente.

En particular, se observa que ante la salida de Líneas de Transmisión de 500 kV en el área Norte podría ocurrir el colapso de tensión con repercusión en barras críticas de dicha área y/o la inestabilidad angular (pérdida de sincronismo de unidades de generación), lo cual puede ser evitado mediante el rechazo de carga sistémico en las cargas de la zona norte.

También indican que los EEP responden, entre otros, a la necesidad de atender aspectos de seguridad del sistema a menor costo, de manera temporal y a corto plazo, previo a la implementación de refuerzos en los corredores principales, previstos en el largo plazo y en la visión del PT.

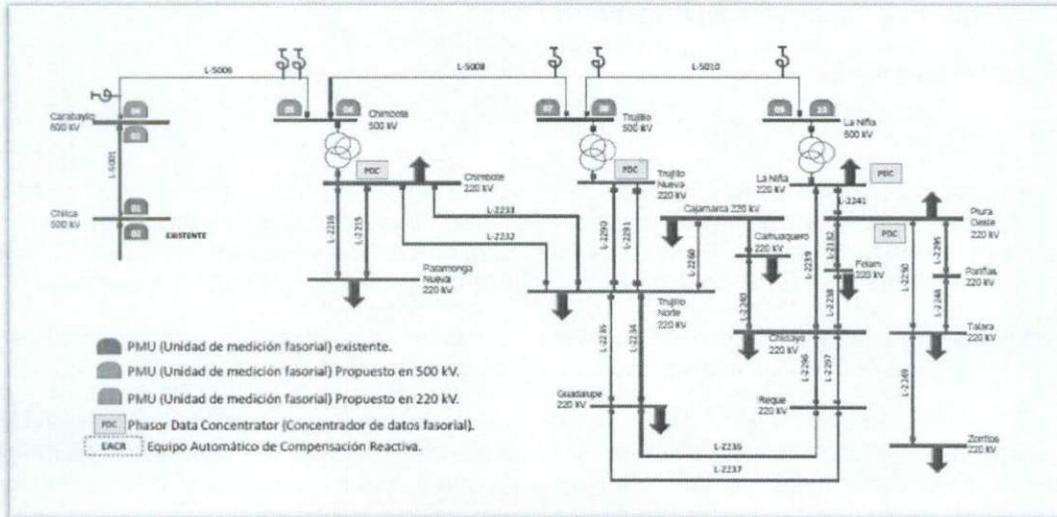
El proyecto, en su primera etapa, comprende la instalación de:

- Ocho (08) Unidades de Medición Fasorial (PMU) en las barras de 500 kV de las subestaciones Carabayllo, Chimbote, Trujillo y la Niña.
- Cuatro (04) Concentradores de Datos Fasoriales (PDC) en las subestaciones 220kV de Chimbote, Trujillo Nueva, La Niña y Piura Oeste.

El esquema se completa con los dos PMU existentes en la subestación Chilca 500 kV, tal como se puede ver en la Figura 8.5.



Figura 8.5  
Esquema Especial de Protección del Área Norte, para el 2017



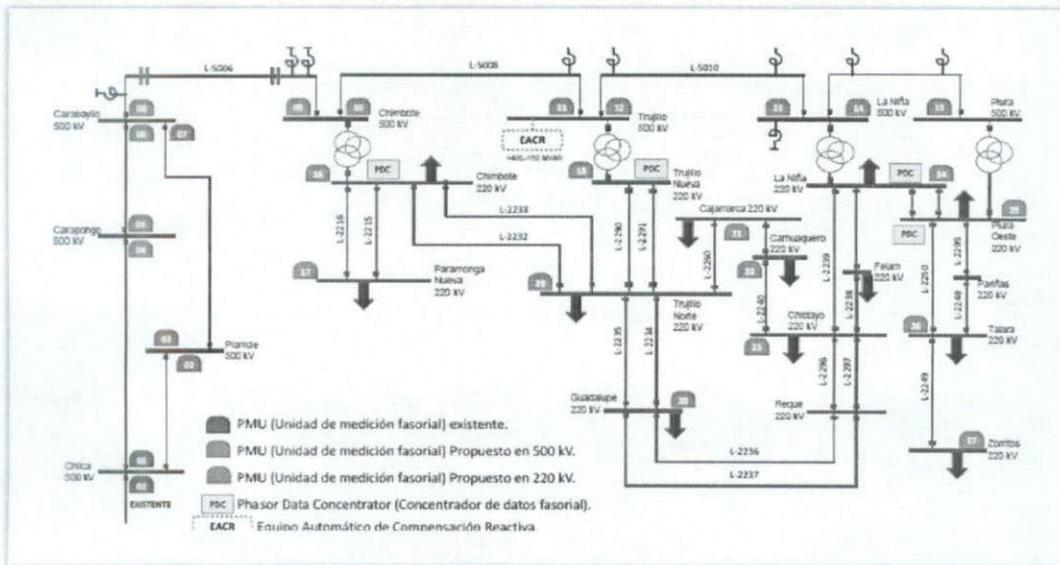
Fuente: Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2017 - 2026. Volumen III. Anteproyecto "Esquema Especial de Protección en el Norte del SEIN". COES-SINAC.



En una segunda etapa, cuyo horizonte es el año 2022, el esquema se ampliaría a un mayor número de barras, incluyendo a las subestaciones de La Planicie y Carapongo en la zona central, y diversas subestaciones de 220 kV en la zona norte, tal como se aprecia en la Figura 8.6. A este EEP también se integrarán los PMUs existentes en Cerro Verde, lo que permitirá interconectar sistemas de protección basados en PMUs.



Figura 8.6  
Esquema Especial de Protección del Área Norte, para el 2022



Fuente: Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2017 - 2026. Volumen III. Anteproyecto "Esquema Especial de Protección en el Norte del SEIN". COES-SINAC.





Los PMUs de las líneas reportarán a los PDCs a una velocidad de 60 fasores/segundo.

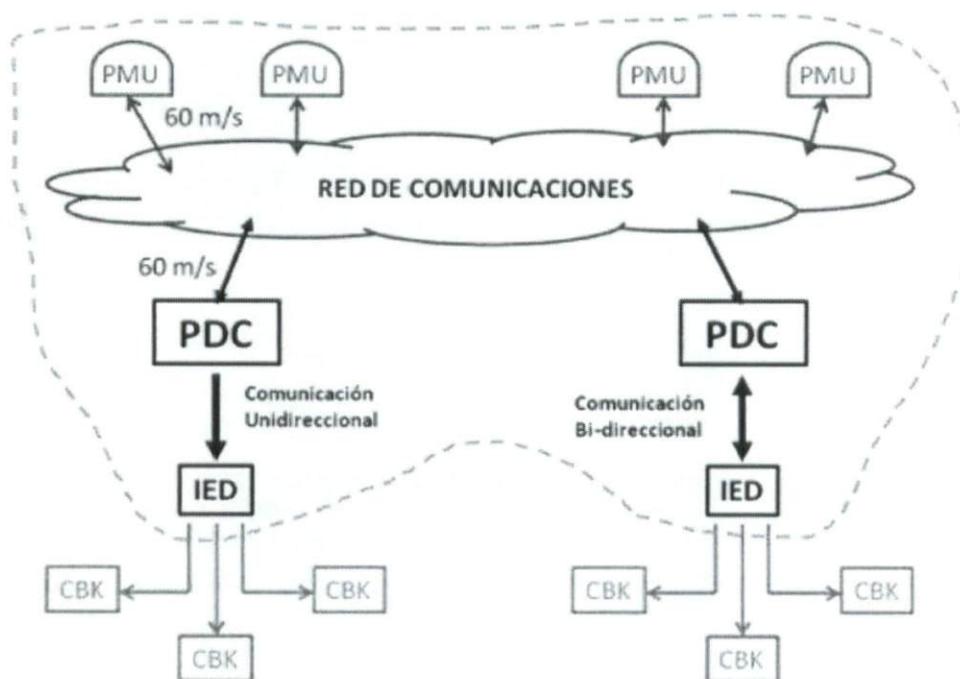
Asimismo, en los casos donde los medios de comunicación lo permitan, los IEDs (dispositivos electrónicos inteligentes) que se instalen serán PMCUs (Phasor Measurement and Control Units), y la comunicación será bidireccional, es decir los PDCs podrán emitir órdenes a los PMCUs y los PMCUs podrán remitir mediciones fasoriales a los PDCs a una tasa de 60 fasores/segundo.

En los casos que el medio de comunicación no lo permita, se realizará comunicación unidireccional, es decir, sólo se emitirán órdenes desde los PDCs a los PMCUs. Tal y como se muestra en la Figura 8.7.

Los IEDs deberán emitir las órdenes de disparo a los interruptores de las subestaciones asignadas al EEP-Norte, para el rechazo de carga.

Los PDCs deberán tener las funciones de concentración y almacenamiento de datos de PMUs, análisis modal, análisis angular, análisis de tensión y creación de lógicas programables.

Figura 8.7  
Comunicación entre PMU-PDC-IED



Fuente: Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2017 - 2026. Volumen III. Anteproyecto "Esquema Especial de Protección en el Norte del SEIN". COES-SINAC.

IED Dispositivo electrónico inteligente. (Ordena el disparo de interruptores)  
CBK Interruptor.



PERÚ

Ministerio  
de Energía y Minas

El anteproyecto del EEP Norte no está incluido en el expediente de la Propuesta Definitiva, faltando definir una serie de aspectos y especificaciones técnicas, incluyendo los medios de comunicación a utilizarse.

Asimismo, a la fecha de elaboración del presente informe, el COES no presentó formalmente el presupuesto a nivel de proyecto de ingeniería básica, el cronograma de actividades, la propuesta de beneficiarios ni la asignación de compensaciones para su remuneración, que se especifica en el Artículo 23 de la RM 129-2009.

En respuesta a la solicitud efectuada por el Ministerio en relación con este tema, el COES en su comunicación N° COES/D-1463-2016, indica que *"la elaboración de los anteproyectos es un trabajo de ingeniería que demanda gran cantidad de tiempo, razón por la cual no se pudo cumplir en los plazos establecidos y sólo algunos de ellos fueron entregados en el PT presentado en el mes de setiembre. Actualmente se está finalizando con la elaboración de los anteproyectos que quedaron pendientes, los cuales serán entregados a la brevedad"*.

### COMENTARIOS Y OPINION

El proyecto que propone el COES es un sistema de rechazo de carga para la zona norte, que se activa al presentarse contingencias o fallas en las líneas de la troncal longitudinal centro-norte en 500 kV, evitando el colapso total del sistema.

Tal como ha sido planteado por el COES, por su función y características, con la información disponible al momento de elaborar el presente informe, y tomando en cuenta la definición 26 de la Ley, el proyecto correspondería a un **Refuerzo**<sup>4</sup>, puesto que sería realizado sobre redes y subestaciones en operación y estaría destinado a mejorar la calidad del servicio.

Así mismo, por no constituir un proyecto típico y ser de carácter temporal, el COES debe proponer el esquema de remuneración y el periodo de recuperación de la inversión, a que se refiere el Artículo 21° numeral 21.3 b) del Reglamento de Transmisión.

La sustentación técnica del proyecto, y los alcances de las instalaciones están incluidos en la Propuesta Definitiva, por lo que la omisión en la presentación del anteproyecto, cronograma, presupuesto y otros son subsanables, más aún si se toma en cuenta el compromiso del COES de presentar los respectivos anteproyectos una vez que estén concluidos. En este sentido, este hecho no debería afectar la inclusión de este proyecto como parte del Plan Vinculante.

Para una eventual segunda etapa del proyecto, con horizonte al año 2022, el COES deberá actualizar su propuesta en la siguiente actualización del PT e indicar, además, la modalidad de implementación, toda vez que las intervenciones abarcarían una mayor cantidad de instalaciones de diferentes titulares.

#### **b. EEP Centro-Oriente**

Este proyecto, similar al anterior, tiene como objetivo evitar la desconexión de las líneas de 138 kV, Paragsha–Amarilis–Piedra Blanca–Tingo María, por sobrecarga ante la desconexión de la L-2252, y evitar el colapso de tensión en Pucallpa y Bellavista.

<sup>4</sup> Definición 26 de la Ley:

*"Refuerzos.- Son las instalaciones realizadas por un concesionario sobre redes y subestaciones en operación, destinadas a mejorar el sistema de transmisión y la calidad del servicio para alcanzar y preservar los estándares de calidad establecidos en las normas aplicables, así como aquellas necesarias para permitir el libre acceso a las redes y las interconexiones."*



El proyecto está conformado, por IEDs que serán instalados en la Subestación Tingo María, los cuales monitorearán el estado de las líneas L-2252, L-2251, L-1142, y L-1122.

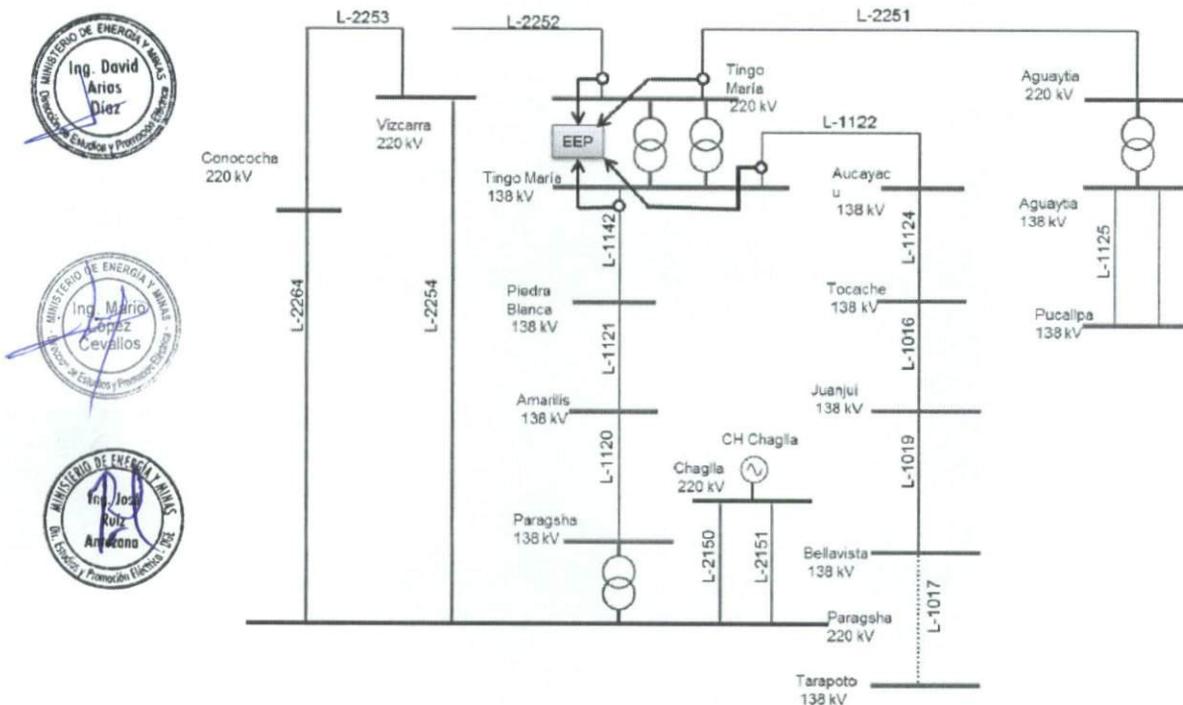
Ante contingencias (fallas) en la línea L-2252, estos IEDs enviarán Disparos Directos Transferidos (DTTs) hacia las subestaciones Pucallpa y Bellavista para desconectar carga, a través de un PDC que se instalará en la SE Tingo María, esto dependiendo de las condiciones de flujo y tensión por la línea L-2251.

Los disparos transferidos emitidos por el PDC de la SE Tingo María, llegará a los IEDs que se instalarán en la SE Pucallpa, y la SE Bellavista, que luego de verificar condiciones de tensión deberán emitir el disparo a los alimentadores en dichas subestaciones.

Este proyecto es propuesto por el COES también como una solución de carácter temporal, y los equipos serán de tecnología convencional.

En la Figura 8.8 se puede ver la configuración del proyecto.

Figura 8.8 Configuración del proyecto EEP Centro-Oriente



Fuente: Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2017 - 2026. Volumen III. Anteproyecto "Esquema Especial de Protección en el Centro - Oriente del SEIN". COES-SINAC.



### COMENTARIOS Y OPINION

De manera similar al proyecto EEP Norte, este proyecto calificaría como proyecto de refuerzo destinado a mejorar la calidad del servicio.

A diferencia del proyecto EEP Norte, las instalaciones a ser intervenidas corresponden a diferentes titulares: Líneas L-2251 y L-2252 a ETESELVA y L-1122 y L-1142 a Red de Energía del Perú (REP).

Esta situación puede generar dificultades para la implementación del proyecto, por lo que previo a su ejecución debería definirse la empresa que tendría a cargo el proyecto, a efectos de garantizar su viabilidad.

De manera similar al proyecto EEP Norte, el COES no ha incluido el Anteproyecto con los alcances indicados en el Reglamento de Transmisión y en la RM 129-2009, como parte del expediente de su Propuesta Definitiva, omisión que ha sido explicada en su comunicación N° COES/D-1463-2016, antes referida, con el compromiso de subsanarla a la brevedad, una vez se concluyan los anteproyectos respectivos.

Puesto que la sustentación técnica del proyecto, y los alcances de las instalaciones están incluidos en la Propuesta Definitiva, el no haber presentado los anteproyectos con los alcances indicados en el Reglamento de Transmisión y en la RM 129-2009 es subsanable y, por otro lado, existe el compromiso del COES de presentar esta información, por lo que este hecho no debe afectar la inclusión de este proyecto como parte del Plan Vinculante.

### **8.3. CONFIGURACIÓN AL AÑO HORIZONTE 2026**

En el Plan a largo plazo del PT, con horizonte al 2026, el COES propone los proyectos que se muestran en el Cuadro 8.2 para el periodo 2023-2026.





**Cuadro 8.2**  
**RELACION DE PROYECTOS DEL PLAN A LARGO PLAZO-2023-2026**

<b>Proyecto Enlace 500 kV Nueva Huánuco - Tocache - Celendín - Trujillo, subestaciones, líneas y ampliaciones asociadas:</b>
SE 500 kV Tocache
SE 500/220 kV Celendín
LT Nueva Huánuco - Tocache 500 kV.
LT Tocache - Celendín 500 kV.
LT Celendín - Trujillo 500 kV.
LT Cajamarca - Celendín 220 kV (doble terna).
<b>Proyecto Enlace 500 kV Nueva Huánuco -Paramonga, subestaciones, líneas y ampliaciones asociadas:</b>
LT Nueva Huánuco - Paramonga 500 kV.
SE 500 kV Paramonga
<b>Proyecto Nueva SE Independencia 500/220 kV, líneas y ampliaciones asociadas:</b>
SE 500/220 kV Independencia
<b>Proyecto Enlace 220 kV Aguaytia - Pucallpa, subestaciones, líneas y ampliaciones asociadas::</b>
LT 220 kV Aguaytia - Pucallpa (**)(***)
SE Pucallpa 220/138 kV (**)(***)
EACR 220 kV Pucallpa (**)(***)
<b>Otros Proyectos en 500 kV:</b>
Ampliación 500/220kV en SE Carapongo (segundo transformador)
<b>Otros Proyectos en 220 kV:</b>
LT Cajamarca - Caclic - Moyobamba 220 kV (segunda terna) (*)
EACR 220 kV Moyobamba
Repotenciación a 250 MVA LT 220 kV Mantaro - Huayucachi
(*) Sustentado por el criterio N-1 de la Norma
(**) Sustentado por análisis eléctricos.
(***) Sustento económico

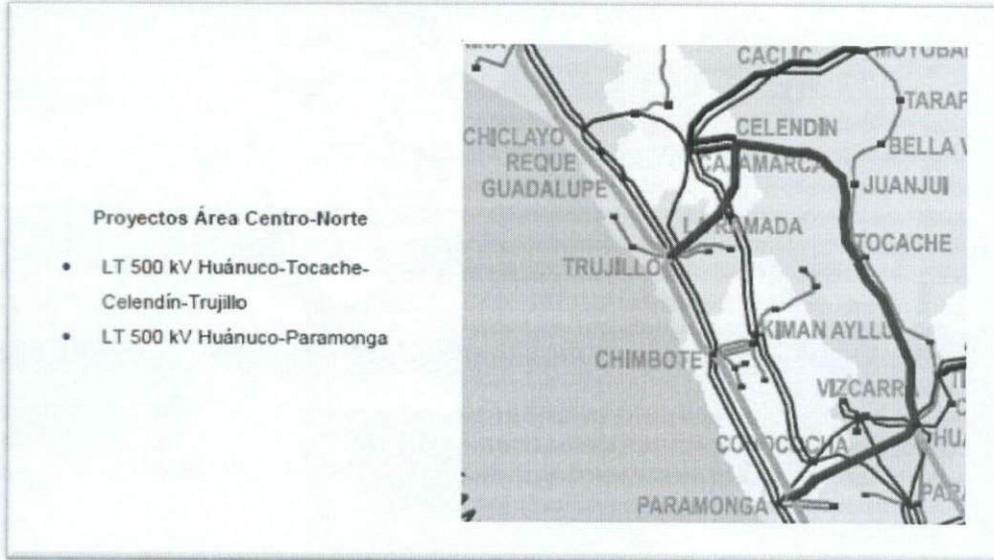
**Fuente:** Informe COES/DP-01-2016 "Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2017 – 2026".

El monto total de inversión en estos proyectos se calcula en 608 millones de USD.

En el Plan de Transmisión para el año 2026, el COES destaca la expansión del sistema de 500 kV: LT Huánuco–Tocache–Celendín–Trujillo, que se muestra en la siguiente figura:



Figura 8.9  
Configuración del Proyecto 500 kV Huánuco – Tocache – Celendín – Trujillo



Fuente: Informe COES/DP-01-2016 "Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2017 – 2026".

Según el sustento del COES, estas líneas permitirán la atención de la demanda de la zona de Cajamarca y la conexión de proyectos de generación de la cuenca del río Marañón. Asimismo, estas líneas incrementarán la confiabilidad del sistema nacional, mediante la provisión de dos nuevos anillos en 500 kV. Estas líneas forman parte del segundo eje longitudinal del esquema de transmisión troncal de 500 kV del SEIN.



### COMENTARIOS Y OPINION

El Plan de Largo Plazo 2026, ha sido elaborado según la norma "Criterios y metodología para elaboración del Plan de Transmisión" aprobado mediante RM N° 129-2009-MEM/DM.

La configuración de la red en 500 kV, se orienta a garantizar una adecuada capacidad de transmisión en la zona norte del SEIN, mediante una troncal longitudinal centro-norte por la zona andina oriental, con enlaces hacia la troncal costera, en Trujillo y Paramonga.

Además del objetivo anterior, esta configuración se basa en los escenarios de desarrollo e implementación de grandes proyectos hidroeléctricos en la cuenca del río Marañón, facilitando su conexión al SEIN, por lo que, en futuras actualizaciones del Plan de Transmisión, deberá reexaminarse y adecuarse a los escenarios de desarrollo y el avance en la implementación de éstos proyectos.

Por otra parte, se aprecia que el presente Plan mantiene coherencia con el PT 2015, respecto al desarrollo y configuración de la red de 500 kV.

### 9. INTEGRACION DE LOS SISTEMAS AISLADOS ATALAYA E IBERIA

En el proceso de elaboración de la actualización del PT 2017 - 2026, se solicitó al COES evaluar, como parte del PT, la integración de los sistemas locales de Atalaya e Iberia al SEIN.



En las comunicaciones remitidas por el COES sobre el tema señaló que: “[...] no existe a la fecha una norma que desarrolle los criterios técnicos y sociales necesarios para evaluar la integración de sistemas aislados al SEIN en el marco del PT, por lo cual el COES no puede realizar la tarea. Adicionalmente, que dichos proyectos venían siendo analizados previamente en los Planes de Inversiones y de Electrificación Rural, aspecto que reafirma la postura del COES, respecto a que la integración de los Proyectos al SEIN-por sus características-no debe analizarse en el marco del PT.”

No obstante lo señalado, el COES efectuó una evaluación de costos de suministro a dichos sistemas aislados, comparando, en cada caso, los proyectos de integración al SEIN mediante líneas a 138 kV, versus la continuación del suministro como sistemas aislados con generación termoeléctrica de capacidad adecuada para cubrir la demanda futura de dichos sistemas.

Los principales parámetros de evaluación económica usados en la evaluación del COES fueron:

- El periodo de evaluación es de 30 años, que comprende del 2017 al 2046.
- La tasa de crecimiento de la demanda de Atalaya es de 5,6% anual a partir de la demanda estimada para el año 2017, que es de 1,59 MW, proyectando que para el año 2046 llegue a 7,8 MW.<sup>5</sup>
- La tasa de crecimiento de la demanda de Iberia es de 5,3% anual a partir de la demanda estimada para el año 2017, que es de 0,93 MW, proyectando que para el año 2046 llegue a 4,0 MW.<sup>6</sup>
- Para ambos sistemas se consideró la oferta de generación existente.
- Las líneas de transmisión para la integración al SEIN serían de 138 kV, simple circuito, con las siguientes características y estimados de inversión:
  - Atalaya: LT de 138 kV entre Satipo y Atalaya, 140 km de longitud, con capacidad adecuada para la demanda proyectada del año 2046, y una inversión total de 20,18 millones de USD (sin incluir IGV)
  - Iberia: LT de 138 kV entre Puerto Maldonado e Iberia, 160 km de longitud, con capacidad adecuada para la demanda proyectada del año 2046, y una inversión total de 22,47 millones de USD (sin incluir IGV)
- Los costos de energía en la barra de retiro del SEIN corresponden a la barra de referencia más cercana (no indican cuáles ni los valores utilizados)
- Para la alternativa de continuar como sistemas aislados, se plantea el equipamiento de nuevas unidades termoeléctricas a petróleo diésel, que se instalan de acuerdo al desarrollo de la demanda:
  - Atalaya: Grupos de 2 MW a instalarse los años 2025, 2036 y 2043.
  - Iberia: Grupos de 2 MW a instalarse los años 2018 y 2037.
- Los costos de inversión considerados para grupos termoeléctricos son los que se muestran en el Cuadro N° 9.



<sup>5</sup> Información tomada del Plan de Inversiones 2017-2026 y del estudio “Línea de transmisión Satipo-Atalaya y subestaciones asociadas, elaborado por Electro Ucayali”

<sup>6</sup> Información tomada del Plan de Inversiones 2017-2026.



PERÚ

Ministerio de Energía y Minas

### Cuadro N° 9.1 Inversiones en grupos térmicos

Inversión de grupos térmicos de 2 MW en los sistemas aislados			
Año	Sistema de Atalaya Millones de US\$	Año	Sistema de Iberia Millones de US\$
2025	1.6	2017	1.6
2036	1.6	2037	1.6
2043	1.6		
<b>Total</b>	<b>4.8</b>	<b>Total</b>	<b>3.2</b>

Fuente: Tabla 5.6 del Informe COES/DP-SPL-05-2016

- Los costos de generación termoeléctrica (combustibles y O&M) indican que corresponde a los costos variables de generación con grupos diésel (no indican el precio del diésel ni los valores de los costos variables de producción).
- La comparación se efectúa mediante los indicadores VAN, para el periodo de 30 años y tasa de descuento es de 12 % anual

La conclusión del análisis efectuado por el COES es que la solución económica de mínimo costo, en ambos sistemas, es continuar como sistemas aislados equipados con unidades termoeléctricas, como se puede ver en los valores presentes netos del Cuadro N° 9.3.

### Cuadro N° 9.3 Valor Presente Neto de las alternativas de suministro Atalaya e Iberia

Sistema de Atalaya	Interconectado	Aislado
Valor Presente Neto (Millones de US\$)	29.9	10.2

Sistema de Iberia	Interconectado	Aislado
Valor Presente Neto (Millones de US\$)	31.8	11.1

Fuente: Informe COES/DP-SPL-05-2016

El análisis de sensibilidad incrementando el precio de los combustibles en 50%, indica que la solución propuesta es razonablemente sólida.



### COMENTARIOS Y OPINION

#### a) Aspectos normativos



En la norma "Criterios y metodología para elaboración del Plan de Transmisión", aprobado mediante RM N° 129-2009-MEM/DM, no se incluyen procedimientos y criterios para evaluar la integración de sistemas aislados al SEIN.

En el Reglamento de Transmisión, en el Artículo 13, numeral 13.5 se establece que uno de los objetivos generales del PT es "Promover la integración de regiones eléctricamente aisladas y la ampliación de la frontera eléctrica"



Por otra parte, en el Artículo 14, que define el Alcance del PT, numeral 14.2 se indica que forma parte del alcance del PT "Las instalaciones en Alta y Muy Alta Tensión que permitan la conexión del SEIN con los Sistemas Eléctricos de países vecinos o la integración de Sistemas Aislados al SEIN"



PERÚ

Ministerio  
de Energía y Minas

La definición de Sistema Aislado en la Ley es “Sistema eléctrico no conectado eléctricamente al SEIN. No incluye sistemas operados por empresas municipales”

No existe en las normas antes referidas una definición de sistema eléctrico.

Sin embargo, para las instalaciones de transmisión que son remuneradas exclusivamente por la demanda, el RLCE en su Artículo 139, numeral V) del inciso a), establece que cada concesionario de las instalaciones de transmisión deberá preparar el Plan de Inversiones (PI) que está constituido por el conjunto de instalaciones de transmisión requerida para que entren en operación comercial dentro de un periodo de fijación de Peajes y Compensaciones. El PI es revisado y aprobado por OSINERGMIN y obedece a un estudio de planificación de la expansión del sistema de transmisión considerando un horizonte mínimo de diez (10) años. OSINERGMIN puede elaborar y aprobar el PI ante la omisión del concesionario correspondiente.

Según el numeral VI) del inciso b), luego de aprobado el PI por OSINERGMIN, “los concesionarios podrán presentar una solicitud al Ministerio identificando los proyectos que consideran deben ser licitados conforme el numeral 3.6 del Artículo 3 del Reglamento de Transmisión”.

De acuerdo con lo señalado, se puede ver que si bien el Reglamento de Transmisión incluye en el alcance del PT la integración de Sistemas Aislados, por otra parte el Reglamento de la LCE establece que las instalaciones de transmisión que serán remuneradas por la demanda serán determinadas en el Plan de Inversiones.

Los casos de los Sistemas Aislados de Atalaya e Iberia, podrían ser incorporados en el PT por ser calificados como Sistemas Aislados, pero a la vez pueden ser incluidos en los Planes de Inversión, debido a que tienen por objeto atender exclusivamente a la demanda, al no existir instalaciones de generación que se beneficien o hagan uso de las líneas de transmisión.

### Evaluación económica

La evaluación económica por el método de comparación de costos totales de suministro, para un periodo de 30 años, efectuada por el COES, es adecuada y se sustenta en los criterios generales de selección de alternativas de suministro para atender una localidad o región, según sea el caso.

El principio de comparación de costos, se basa en que el beneficio que proporcionan las alternativas es igual o similar.

La comparación de costos también responde al criterio general de Sistema Económicamente Adaptado (SEA) que se establece en la definición 14 de la LCE, para reconocer las compensaciones de los sistemas de transmisión y distribución. Según esta definición “Sistema Económicamente Adaptado, es aquel sistema eléctrico en el que existe una correspondencia de equilibrio entre la oferta y la demanda de energía, procurando el menor costo y manteniendo la calidad del servicio”

Las alternativas evaluadas por el COES para atender el suministro a Atalaya e Iberia, son: a) mediante su conexión al SEIN a través de líneas de transmisión o, b) mediante generación local con grupos termoeléctricos (diésel) a petróleo. En ambas opciones se parte de la premisa que se mantiene una similar calidad del servicio y se cubre la totalidad de la demanda.

Las alternativas de integración al SEIN mediante líneas de transmisión de gran longitud, implican inversiones elevadas para la magnitud de la demanda de ambas localidades. En el caso de Atalaya la longitud de la línea se calcula en 140 km y una inversión total de 20,18 millones de US\$ (sin incluir IGV). Para Iberia la línea sería de 160 km de longitud con una inversión total de 22,47 millones de US\$ (sin IGV), razón por la cual las alternativas de suministro con grupos termoeléctricos locales resultan de menor costo.

Los peajes para cubrir el costo de transmisión en las alternativas de interconexión, en promedio para el periodo 2018-2026, resultarían de los siguientes órdenes:



PERÚ

Ministerio  
de Energía y Minas

Atalaya S/. 459/kW-mes

Iberia S/. 826/kW-mes

Los peajes estimados evidentemente resultan elevados, mientras que la opción con grupos eléctricos tiene menor inversión inicial y mayores costos operativos (debido al empleo de combustibles), pero el costo total del suministro resulta menor, conforme se observa en el análisis efectuado por el COES.

Finalmente, en relación con este tema se puede señalar lo siguiente:

- Se debería incorporar en la norma "Criterios y metodología para elaboración del Plan de Transmisión", los criterios aplicables para la evaluación de la integración de Sistemas Aislados al SEIN.
- Considerando los criterios señalados en el párrafo precedente se debería revisar en el Plan de Transmisión 2019 los casos de integración de sistemas aislados al SEIN.

## 10. INTERCONEXIONES INTERNACIONALES

En el capítulo 9 de su propuesta el COES expone la situación de las interconexiones internacionales, y su efecto en la formulación de la Actualización del Plan de Transmisión 2017-2026.

Según el COES, "las interconexiones internacionales del Perú con los países vecinos tienen potencial de desarrollo hacia el mediano y largo plazo. Se estima que hasta el año 2026 el SEIN contará con un sistema de transmisión de 500 kV con alcance geográfico cercano a las fronteras de varios de los países vecinos y con una oferta de generación potencial que permita tener capacidad de intercambio de electricidad con esos países, conforme a los acuerdos binacionales o regionales a los que se arrije".

Asimismo, indica que el Perú mantiene suscritos a la fecha, los siguientes acuerdos de integración eléctrica:

- 1) Acuerdo Regional CAN: "Marco General para la Interconexión Subregional de Sistemas Eléctricos e Intercambio Intracomunitario de Electricidad", Decisión 536 de diciembre 2002, modificada mediante las Decisiones 720 (Nov 2009), 757 (Ago. 2011) y 789 (Jun 2013), y el "Régimen Transitorio Aplicable a las Transacciones entre Ecuador y Perú, vigente para el periodo de agosto de 2011 a agosto de 2016<sup>7</sup>.
- 2) Convenio de Integración Energética Perú-Brasil, de mayo del 2008, y que, posteriormente, en junio del 2010, se suscribió el Acuerdo Perú-Brasil para el suministro de electricidad al Perú y exportación de excedentes al Brasil. Este acuerdo no fue aprobado por el Congreso y fue archivado en mayo de 2014.
- 3) Acuerdo de Cuenca Perú-Ecuador: (noviembre de 2012), mediante el cual ambos países acordaron dar inicio al proyecto para la construcción y puesta en marcha de una nueva interconexión eléctrica entre Ecuador y Perú en un nivel de 500 kV, que tendría el carácter de Binacional, y sería ejecutado conjuntamente respetando los procedimientos y normas internas de cada país.

En el marco del acuerdo 1), se construyó la línea de interconexión Zorritos-Machala, de 220 kV, puesta en servicio el 2002.

<sup>7</sup> A la fecha de elaboración del presente informe la vigencia de este régimen fue ampliada.



## 10.2 INTERCONEXIÓN PERÚ - ECUADOR

La interconexión entre Perú y Ecuador mediante la línea Zorritos-Machala en 220 kV opera desde el año 2004, sin embargo los intercambios a través de esta línea en años anteriores se limitaron a transferencias de carga con el fin de atender situaciones de emergencia en uno u otro sistema, aunque recientemente se han efectuado intercambios programados con la participación de agentes privados peruanos.

Respecto a la implementación de una interconexión de mayor envergadura entre Perú y Ecuador, en la actualización del PT 2013 - 2022, aprobada mediante Resolución Ministerial N° 583-2012-MEM/DM, se incluyó la línea de interconexión en 500 kV con la denominación LT 500 kV La Niña-Frontera, dentro del marco de los acuerdos de integración acordados por ambos países.

Entre los aspectos que sustentan de la interconexión Perú-Ecuador en 500 kV se resaltan las ventajas de complementariedad hidrológica entre las cuencas de ambos países y el desarrollo previsto del parque de generación tanto en Perú como en Ecuador.

Considerando el desarrollo actual del sistema de transmisión en ambos lados de la frontera, el esquema del proyecto de interconexión previsto entre ambos países comprendía una línea de transmisión en 500 kV, de 634 km, que enlazaría la Subestación Chorrillos en Ecuador con la Subestación La Niña en Perú, con un solo circuito en la primera etapa, pero preparada para llevar dos circuitos en el futuro. El recorrido preliminar de esta línea sería el que se puede ver en la Figura N° 10.1.

Figura N° 10.1  
Recorrido preliminar de la LT de Interconexión Perú – Ecuador



Actualmente se cuenta el Anteproyecto de Ingeniería de la Línea de Interconexión Eléctrica Ecuador - Perú en 500 kV, el mismo que fue desarrollado por la Consultora Leme Engenharia Ltda. co-





mo parte de las actividades de los planes de acción acordados en los distintos encuentros presidenciales realizados hasta la fecha entre los dos países.

### 10.3. INTERCONEXIÓN PERÚ - COLOMBIA

Conforme a lo señalado por el COES, actualmente no se tiene una opción de interconexión física directa debido a que los sistemas eléctricos de ambos países se encuentran alejados de sus fronteras comunes.

### 10.4 INTERCONEXIÓN PERÚ - BOLIVIA

Actualmente no se cuenta con estudios específicos de una posible interconexión eléctrica entre Perú y Bolivia, y en los encuentros presidenciales realizados hasta la fecha entre ambos países se acordó avanzar en el desarrollo de dichos estudios.

Por el lado de la infraestructura, en el caso peruano, se cuenta con un enlace a 220 kV hasta la subestación Puno, que se ubica aproximadamente a 150 km de la frontera; mientras que por el lado de Bolivia se tienen enlaces en 220 kV aproximadamente a 100 km de la frontera (Mazocruz). Una interconexión entre ambos sistemas debería considerar la diferencia de frecuencias entre ambos sistemas (50 Hz en Bolivia y 60 Hz en Perú) por lo que se requeriría un sistema back-to-back o una línea en corriente continua.

### 10.5 INTERCONEXIÓN PERÚ - CHILE

Por el lado de la infraestructura, en el ámbito de la Iniciativa SINEA se evaluaron dos posibles interconexiones entre Perú y Chile, una de gran envergadura en 500 kV y otra de menor alcance entre Arica y Tacna en 220 kV, ambas asíncronas debido a la diferencia de frecuencia de los sistemas peruano y chileno. A partir de este estudio el COES (Perú) y el Centro de Despacho de Carga del Sistema Norte Grande de Chile (CDEC-SING) profundizaron el análisis de una eventual interconexión en 220 kV entre Arica (Parinacota) y Tacna (Los Héroes) llegando a establecer un posible intercambio de hasta 200 MW.

Por el lado regulatorio, actualmente no se cuenta con un acuerdo que brinde el marco para el desarrollo de la interconexión eléctrica entre ambos países.

## 11. RETIRO DE INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN DE PLANES ANTERIORES

Los siguientes proyectos de refuerzo, aprobados en actualizaciones anteriores del Plan de Transmisión, no han sido ejecutados debido a que los Titulares de las instalaciones materia de refuerzo, no han ejercido su derecho de preferencia para ejecutar las obras, según lo dispuesto en el numeral 7.5 del artículo 7° del RLCE<sup>8</sup>.

<sup>8</sup> Numeral 7.5 del Artículo 7° del RLCE:

*"7.5 En caso de que el titular de las instalaciones que deben ser reforzadas no ejerciera su derecho de preferencia para ejecutar la obra de Refuerzo, o habiéndolo ejercido no cumpla con suscribir el correspondiente Contrato de Concesión dentro del plazo máximo de quince (15) días hábiles de notificado, el Ministerio podrá evaluar la pertinencia de: i) en la siguiente actualización del Plan de Transmisión retirar los Refuerzos del Plan de Transmisión, recabando previamente la opinión del COES y OSINERGMIN; o ii) iniciar el proceso de licitación para la construcción, operación y mantenimiento del respectivo Refuerzo, quedando el Concesionario existente obligado a dar las correspondientes facilidades para las actividades que sean necesarias a efecto del proceso de licitación, ejecución de los estudios que correspondan, así como para la construcción, operación y mantenimiento de las obras de Refuerzo."*



- 1) Repotenciación a 250 MVA L.T. Chiclayo-Carhuaquero 220 kV, incluida en el Plan de Transmisión 2015 - 2024,
- 2) Repotenciación de la L.T. 220 kV Tingo María -Vizcarra-Conococha, de ETESELVA, incluida en el Plan de Transmisión 2013 – 2022.
- 3) Repotenciación de la L.T. 220 kV Trujillo-Cajamarca, de CONENHUA, incluida en el PT 2013-2022

De conformidad con lo estipulado en el numeral citado del RLCE, el Ministerio puede evaluar la pertinencia de i) en la siguiente actualización del Plan de Transmisión retirar los Refuerzos de Transmisión, recabando previamente la opinión del COES y OSINERGMIN.

Al respecto, solicitadas las opiniones de COES y OSINERGMIN, sobre los proyectos anotados, se recibió las siguientes opiniones:

#### a) OPINIÓN DEL COES

Mediante comunicación N° COES/D-033-2016, el COES emite la siguiente opinión:

- LT 220 kV Trujillo-Cajamarca: Es conveniente que se ejecute este proyecto para permitir afrontar el gradual crecimiento de la demanda de los próximos años, hasta que se justifique un proyecto de mayor envergadura, tal como la LT 500 kV Trujillo-Celendín.
- LT 220 kV Conococha-Vizcarra-Tingo María: Este proyecto ya no resulta necesario, teniendo en cuenta las nuevas previsiones de demanda, generación y transmisión en la zona.



Así mismo, mediante comunicación COES/D 1294-2016, el COES comunicó su opinión favorable al retiro del proyecto LT 220 kV Chiclayo-Carhuaquero dado que su actual capacidad de 150 MVA es suficiente hasta al menos el año 2022.

En conclusión, de acuerdo con las comunicaciones recibidas del COES se tiene una opinión favorable para el retiro de los siguientes proyectos:

- i. Repotenciación a 250 MVA L.T. Chiclayo-Carhuaquero 220 kV, incluida en el Plan de Transmisión 2015 - 2024.
- ii. Repotenciación a 250 MVA L.T. 220 kV Tingo María -Vizcarra-Conococha, incluida en el Plan de Transmisión 2013 – 2022



#### b) OPINIÓN DE OSINERGMIN

Mediante Oficio N° 193-2016-OS-GG, OSINERGMIN envió su Informe Técnico N° 732-2016-GRT, que en sus conclusiones señala que de acuerdo a las evaluaciones realizadas resulta factible postergar la repotenciación de la LT 220 kV Chiclayo-Carhuaquero hasta el año 2022; pero recomienda continuar con las gestiones para su implementación, debido a que en el año 2022 se presentarían problemas de capacidad en algunos escenarios evaluados.

Mediante Oficio N° 203-2016-OS-GG, OSINERGMIN envió su Informe Técnico N° 749-2016-GRT, teniendo en cuenta las nuevas previsiones de generación y transmisión producto del Plan de Transmisión en la zona y análisis eléctrico del proyecto concluye que no resulta necesaria la repotenciación de la LT Conococha-Vizcarra-Tingo María 220 kV.





PERÚ

Ministerio  
de Energía y Minas

### c) RESUMEN

De acuerdo con las opiniones del COES y OSINERGMIN, y la atribución que tiene el Ministerio para retirar en el siguiente Plan de Transmisión los proyectos de Refuerzo cuyos Titulares no ejercieron el derecho de preferencia, es procedente retirar los siguientes proyectos:

- i. Repotenciación a 250 MVA de LT 220 kV Chiclayo-Carhuaquero aprobado en el PT 2015-2024, que cuenta con la opinión de COES y OSINERGMIN.
- ii. Repotenciación a 250 MVA de LT 220 kV Tingo María-Vizcarra-Conococha incluida en el PT 2013-2022.

Así mismo, resulta recomendable que para la siguiente actualización del PT, el COES reevalúe los proyectos retirados y, del mismo modo, evalúe opciones alternativas de configuración, considerando los mecanismos que viabilizan la ejecución de los proyectos.

## 12. CONCLUSIONES

- a. En general la Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2017-2026 presentada por el COES, cumple razonablemente con las normas vigentes para su aprobación, de conformidad con lo dispuesto en la Ley 28832: "Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica", el Reglamento de Transmisión, y los "Criterios y Metodología para la elaboración del Plan de Transmisión".
- b. Las observaciones a la Propuesta Definitiva, incluidas en el documento de Opinión de OSINERGMIN, son subsanables y no son determinantes para efectuar modificaciones en la Propuesta presentada por el COES. Sin embargo, es necesario que el COES cumpla con presentar los anteproyectos e información faltante de los proyectos "Esquema especial de protección para el Norte del SEIN" y "Esquema especial de protección para el Centro - Oriente del SEIN", conforme ha sido señalado en su respuesta a las comunicaciones remitidas por el Ministerio.
- c. Sobre la base del análisis desarrollado en el presente informe y respecto a los proyectos que forman parte del Plan Vinculante, se puede concluir lo siguiente:
  - i. El Enlace en 500 kV La Niña - Piura Nueva es un proyecto que está sustentado por el criterio N-1 y está destinado a garantizar el suministro al norte del SEIN, que ha experimentado un rápido crecimiento de su demanda. Este proyecto incluye como uno de sus componentes indispensables el enlace en 220 kV entre las Subestaciones Piura Nueva y Piura Oeste.
  - ii. El anteproyecto de enlace Piura Nueva - Piura Oeste en 220 kV, presentado como parte del Volumen III de la Propuesta Definitiva del COES debería ser considerado sólo como una opción alternativa para la conexión de estas dos subestaciones y, en tal sentido, correspondería al adjudicatario del Enlace 500 kV La Niña-Piura Nueva el desarrollo del esquema definitivo de conexión entre ambas subestaciones.





- iii. El enlace 220 kV Pariñas – Nueva Tumbes está sustentado en el criterio de mantenimiento de la seguridad, calidad y fiabilidad del SEIN (artículo 14º, numeral 14.3 del Reglamento de Transmisión) y tiene por objeto garantizar el suministro a la zona de Tumbes. Sin embargo, en el esquema de configuración del proyecto, se incluye modificaciones en las líneas de Talara-Zorritos y Piura Oeste – Talara para que se conecten a la Subestación Pariñas. Estas modificaciones, por afectar instalaciones existentes cuyo desarrollo no depende del desarrollo del enlace Pariñas – Nueva Tumbes, deberían ser consideradas como refuerzos a ser ejecutados como proyectos independientes de la línea 220 kV Pariñas- Nueva Tumbes.
  - iv. El Enlace 220 kV Tingo María-Aguaytía está sustentado por el criterio N-1, y tiene por objeto garantizar el suministro a las zonas de Aguaytía y Pucallpa. El proyecto comprende la instalación de una nueva subestación en Tingo María y su conexión a la línea Chaglla-Tingo María 220 kV, que forma parte del proyecto de enlace entre las subestaciones Nueva Yanango y Nueva Huánuco aprobado en el PT 2015 - 2024, por lo que esta condición debe ser considerada en los expedientes de licitación de este último proyecto.
  - v. El Esquema Especial de Protección del Área Norte del SEIN (EEP Norte) es un proyecto que comprende la intervención de instalaciones existentes por lo que, de acuerdo con la información disponible y tomando en cuenta la definición 26 de la Ley, debería considerarse como una instalación de refuerzo, según lo definido en la LCE.
  - vi. El Esquema Especial de Protección para el Área Centro – Oriente (EEP Centro – Oriente) del SEIN, por ser un proyecto similar al EEP Norte, también debería considerarse como refuerzo.
  - vii. Tanto para el EEP Norte y el EEP Centro – Oriente, que son de necesidad temporal, según lo indicado en la Propuesta del PT 2017 -2026, el COES debería definir el esquema de remuneración y el periodo de recuperación de la inversión, a que se refiere el Artículo 21º numeral 21.3 b) del Reglamento de Transmisión.
  - viii. Considerando que el tramo de línea 500 kV La Niña-Piura estaba considerado como parte del proyecto “Línea de Transmisión 500 kV La Niña – Frontera”, aprobado en el PT 2013 – 2022, la implementación de este tramo de La Niña-Piura modificará en los hechos el alcance del proyecto “Línea de Transmisión 500 kV La Niña-Frontera”, aprobado en el PT 2013 – 2022, que ahora solo comprendería el tramo de Piura hasta el punto de frontera.
- d. En la Propuesta del Plan 2026, se incluye una serie de proyectos en 500 kV y 220 kV, entre los que destaca la expansión del sistema de 500 kV: LT 500 kV Huánuco–Tocache–Celendín–Trujillo, que afianzaría el suministro a la zona norte del SEIN, a la vez que viabilizaría la conexión de proyectos de generación de la cuenca del río Marañón.
- e. La configuración de la red en 500 kV es coherente con el PT 2015 - 2024, por lo que establece una visión consistente del desarrollo del SEIN a largo plazo.



### 13. RECOMENDACIONES

A partir del análisis desarrollado en el presente informe se recomienda:



PERÚ

Ministerio  
de Energía y Minas

- a. Aprobar la actualización del Plan de Transmisión 2017-2026 con los proyectos vinculantes incluidos en el siguiente cuadro:

PROYECTOS VINCULANTES DEL PLAN DE TRANSMISIÓN 2017 - 2026	Año Requerido
<b>Enlace 500 kV La Niña - Piura, subestaciones, líneas y ampliaciones asociadas, que comprende los siguientes subproyectos:</b>	2018
L.T. 500 kV La Niña - Piura Nueva	
S.E. Piura Nueva 500/220 kV	
Ampliación en 500 kV en S.E. La Niña	
Compensador Reactivo Variable (SVC o similar) -150/+300 MVAR en S.E. Piura Nueva 500 kV	
L.T. 220 kV Piura Nueva - Piura Oeste	
<b>Enlace 220 kV Pariñas - Nueva Tumbes, subestaciones y ampliaciones asociadas, que comprende los siguientes subproyectos:</b>	2020
L.T. 220 kV Pariñas - Nueva Tumbes	
S.E. Nueva Tumbes de 220 kV	
Ampliación en 220 kV de la S.E. Pariñas	
Seccionamiento de la L.T. 220 kV Zorritos - Machala en la S.E. Nueva Tumbes	
<b>Conexiones en 220 kV a Subestación Pariñas, que comprende los siguientes subproyectos:</b>	2020
Seccionamiento de la L.T. 220 kV Piura Oeste – Talara en S.E. Pariñas	
Seccionamiento de la L.T. 220 kV Talara – Zorritos en S.E. Pariñas	
Ampliación en 220 kV de la S.E. Pariñas	
<b>Enlace 220 kV Tingo María - Aguaytía, subestaciones, líneas y ampliaciones asociadas, que comprende los siguientes subproyectos:</b>	2022
L.T. 220 kV Tingo María – Aguaytía	
S.E. Nueva Tingo María de 220 kV	
Seccionamiento de la L.T. 220 kV Chaglla – Tingo María en S.E. Nueva Tingo María	
Ampliación en 220 kV de la S.E. Aguaytía	
<b>Esquema Especial de Protección del área Norte del SEIN</b>	2017
<b>Esquema Especial de Protección del área Centro-Oriente del SEIN</b>	2017

- b. Revisar el procedimiento formal a seguir conforme al marco normativo vigente para tomar en cuenta la modificación del alcance del proyecto “Línea de Transmisión 500 kV La Niña – Frontera”, aprobado en el PT 2013 – 2022, con la implementación del tramo de línea La Niña – Piura Nueva.
- c. En aplicación del numeral 7.5 del Artículo 7º del RLCE retirar del Plan de Transmisión los siguientes proyectos:
- i. Repotenciación a 250 MVA L.T. Chiclayo-Carhuaquero 220 kV, incluida en el Plan de Transmisión 2015 - 2024.



PERÚ

Ministerio de Energía y Minas

- ii. Repotenciación a 250 MVA L.T. Tingo María-Vizcarra-Conococha 220 kV incluida en el Plan de Transmisión 2013-2022.
- d. Que para la siguiente actualización del PT, el COES reevalúe los proyectos retirados y, de mismo modo, evalué opciones alternativas de configuración necesarias para el sistema, considerando los mecanismos que viabilicen la ejecución de los proyectos.

Elaborado por	
	
Aprobado por:	
	

Visto el Informe N° 059-2016-MEM/DGE-DEPE, y estando de acuerdo con lo expresado, corresponde continuar con el proceso de aprobación de la Actualización del Plan de Transmisión 2017-2026. Prosiga su trámite.

  
CARLA PAOLA SOSA VELA  
Directora General  
DIRECCIÓN GENERAL DE ELECTRICIDAD