



PERÚ

Ministerio
de Energía y Minas

“Decenio de la Igualdad de Oportunidades para Mujeres y Hombres”
“Año del Fortalecimiento de la Soberanía Nacional”
“Año del Bicentenario del Congreso de la República del Perú”

INFORME TÉCNICO N° 0099/MINEM-DGE-DEPE

A : Director General de Electricidad

Asunto : Revisión de la Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2023-2032.

Referencia : a) Comunicación COES/D-906-2022, Registro N° 3363780 y N° I-23704-2022
b) OFICIO N° 1266-2022-GRT, Registro N° 3368263
c) OFICIO N° 1313-2022-GRT, Registro N° 3374243
d) OFICIO N° 1370-2022-GRT, Registro N° 3382374
e) OFICIO N° 1388-2022-GRT, Registro N° 3386090

Fecha : 27 de diciembre de 2022

1 OBJETIVO

Evaluar la Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2023–2032 presentada por el Comité de Operación Económica del Sistema (COES), de conformidad con lo establecido en la Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica y el Reglamento de Transmisión, aprobado por Decreto Supremo N° 027-2007-EM, y exponer el sustento para su aprobación por parte del Ministerio de Energía y Minas (MINEM), según las atribuciones y responsabilidades que le asigna la Ley.

2 MARCO LEGAL

- Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas, publicado el 19/11/1992 y sus modificatorias.
- Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, publicada el 23/07/2006.
- Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado por Decreto Supremo N° 009-93-EM, publicado el 25/02/1993 y sus modificatorias.
- Reglamento de Transmisión, aprobado por Decreto Supremo N° 027-2007-EM, publicado el 17/05/2007, y modificatorias.
- Norma “Criterios y Metodología para la Elaboración del Plan de Transmisión”, aprobados mediante Resolución Ministerial N° 129-2009-MEM/DM, publicada el 07/03/2009, y modificatorias.

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:

- **COES:** Comité de Operación Económica del Sistema
- **ERNC:** Energías Renovables No Convencionales
- **ITC:** Instalaciones de Transmisión de Conexión
- **LCE:** Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas
- **Ley:** Ley N° 28832, “Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica”
- **ITC:** Instalaciones de Transmisión de Conexión
- **MINEM o Ministerio:** Ministerio de Energía y Minas del Perú
- **OSINERGMIN:** Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería
- **PT:** Plan de Transmisión
- **PT 2023-2032:** Propuesta Definitiva de Actualización del PT para el periodo 2023-2032
- **RLCE:** Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas



PERÚ

Ministerio
de Energía y Minas

“Decenio de la Igualdad de Oportunidades para Mujeres y Hombres”
“Año del Fortalecimiento de la Soberanía Nacional”
“Año del Bicentenario del Congreso de la República del Perú”

- **RM N° 129-2009 o Norma:** “Criterios y Metodología para la elaboración del Plan de Transmisión” aprobado mediante Resolución Ministerial N° 129-2009-MEM/DM
- **RT:** Reglamento de Transmisión aprobado mediante Decreto Supremo N° 027-2007- EM
- **SGT:** Sistema Garantizado de Transmisión
- **RM:** Resolución Ministerial
- **DS:** Decreto Supremo

4 ANTECEDENTES

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

La Ley establece que los estudios de actualización del PT son elaborados por el COES, y que el Ministerio de Energía y Minas (MINEM) lo aprueba, previa opinión de Osinergmin, entidad que deberá verificar que el estudio cumple con las políticas y criterios establecidos por el MINEM. Asimismo, establece que el PT tiene carácter vinculante para las decisiones de inversión que se adopten durante su vigencia.

El Reglamento de Transmisión (RT), aprobado mediante Decreto Supremo N° 027-2007- EM, precisa, en su numeral 17.2 del Artículo 17° que, a más tardar el 1 de junio del año siguiente a la entrada en vigencia del PT, el COES presentará al MINEM y a Osinergmin la propuesta de actualización. Además, especifica el procedimiento a seguir hasta su aprobación por el MINEM, lo cual se hará mediante Resolución Ministerial, a más tardar el 31 de diciembre del año previo a su vigencia.

Mediante la Resolución Ministerial N° 129-2009-MEM/DM, se aprobó la Norma “Criterios y Metodología para la elaboración del Plan de Transmisión”, el cual fue modificado mediante Resolución Ministerial N° 051-2018-MEM/DM del 06/02/2018. Esta modificación introdujo disposiciones relativas a la incorporación de los resultados de los análisis de los Planes de Inversión aprobados por Osinergmin en la elaboración del Plan de Transmisión.

Mediante el Decreto Supremo N° 018-2016-EM se modificó el RT, estableciendo, en los Artículos 16° y 17°, disposiciones relativas a la incorporación de los resultados de los análisis de los Planes de Inversión aprobados por Osinergmin para la elaboración del Plan de Transmisión, con el fin de realizar una optimización conjunta técnica económica del sistema.

El año 2018, la Resolución Ministerial N° 051-2018-MEM/DM introdujo nuevas modificaciones a la Norma “Criterios y Metodología para la Elaboración del Plan de Transmisión”, estableciendo disposiciones relativas a la incorporación de los resultados de los análisis de los Planes de Inversión aprobados por Osinergmin para la elaboración del Plan de Transmisión, y la evaluación y planeamiento de las Instalaciones de Transmisión de Conexión (ITC) por parte del COES.

Con fecha 01 de junio de 2022, mediante documento COES/D-602-2022, el COES presentó a Osinergmin, la propuesta de Actualización del Plan de Transmisión, periodo 2023-2032. Asimismo, en la misma fecha mediante documento COES/D-603-2022 con Registro N° 3311330, el COES presentó al MINEM, la propuesta de Actualización del Plan de Transmisión, periodo 2023-2032

Osinergmin, mediante Oficio N° 1067-2022-GRT del 15 de julio de 2022, remitió al COES las Observaciones a la PROPUESTA INICIAL, para que el COES subsane las observaciones y remita su propuesta definitiva del Plan de Transmisión, con los informes y cálculos de sustento.

El COES, mediante documento COES/D-905-2022 con fecha 14 de setiembre de 2022, presentó a Osinergmin la propuesta definitiva de Actualización del Plan de Transmisión, periodo 2023- 2032.

Asimismo, mediante documento COES/D-906-2022 con fecha 14 de setiembre de 2022 y Registro N° 3363780, el COES remitió al MINEM la Propuesta Definitiva del Plan de Transmisión, según lo dispuesto en el RT.

Con fecha 12 de octubre 2022, Osinergmin remitió al MINEM, mediante el Oficio N° 1313-2022-GRT con Registro N° 3374243, su opinión sustentada respecto de la propuesta definitiva de la Actualización del



PERÚ

Ministerio
de Energía y Minas

“Decenio de la Igualdad de Oportunidades para Mujeres y Hombres”
“Año del Fortalecimiento de la Soberanía Nacional”
“Año del Bicentenario del Congreso de la República del Perú”

Plan de Transmisión 2023-2032. Asimismo, en aplicación del numeral 16.11.1.g de la Norma aprobada con Resolución Ministerial N° 129-2009-MEM/DM, comunicó las Instalaciones de Transmisión de Conexión (ITC) a incluir en los Proyectos Vinculantes del Plan de Transmisión. Adjunto al oficio remitió el Informe N° 574-2022-GRT, que sustenta su opinión y además contiene la evaluación del cumplimiento de las políticas y criterios establecidos en la normativa vigente para la actualización del Plan de Transmisión.

El Ministerio, mediante Oficio N° 1960-2022-MEM/DGE con fecha 04 de noviembre de 2022, solicitó a Osinergmin precisiones respecto a los proyectos ITC que, según su opinión, deberían ser revisados, específicamente para precisar si por tales observaciones los proyectos deberían ser excluidos del PT 2023-2032.

Osinergmin, mediante Oficio N° 1388-2022-GRT con fecha 15 de noviembre de 2022 y Registro N° 3386090, comunicó al Ministerio su opinión favorable para que los cuatro proyectos ITC observados en su Informe Técnico N° 574-2022-GRT, sean incluidos como proyectos vinculantes en el PT 2023-2032. En este oficio también indica que “se deberá solicitar al COES, donde corresponda, la actualización de los Anteproyectos presentados y publicados en su Propuesta Definitiva de la Actualización del PT 2023-2032”.

El Ministerio, mediante Oficio N° 2261-2022-MEM/DGE con fecha 22 de diciembre de 2022, puso en conocimiento del COES lo solicitado por Osinergmin, respecto a la actualización de los Anteproyectos presentados y publicados en su Propuesta Definitiva de la Actualización del Plan de Transmisión 2023-2032.

Mediante documento COES/D-1191-2022 con fecha 23 de diciembre de 2022 y Registro N° 3399662, el COES informó al Ministerio que, luego de revisar el documento de Osinergmin, observan que, respecto a los Anteproyectos señalados en el Oficio, Osinergmin no ha señalado que sea necesario modificar dichos Anteproyectos, con lo que COES se encuentra de acuerdo. Respecto al Proyecto ITC “Enlace 220 kV Aguaytía – Pucallpa, subestaciones, líneas y ampliaciones asociadas”, para el cual Osinergmin recomienda definir la modificación de la configuración de las barras de 220 kV de la SET Aguaytía, el COES considera que, aún con el proyecto propuesto, el número máximo de celdas en la SET Aguaytía no sería excesivo para la actual configuración en anillo. Asimismo, si bien en la Propuesta Definitiva del PT 2023-2032 no se prevén ampliaciones adicionales en la SET Aguaytía, en los siguientes Planes de Transmisión se analizará la necesidad de modificar la configuración del sistema de barras. Por lo que, en atención a lo señalado, y solicitado por Osinergmin, el COES concluye que los Anteproyectos del PT 2023-2032 no requieren ser modificados y se mantienen conforme a lo publicado en la fecha 14 de setiembre de 2022.

5 CRONOGRAMA DE ACTIVIDADES DE ELABORACIÓN, REVISIÓN Y APROBACIÓN DEL PLAN DE TRANSMISIÓN 2023-2032

El cronograma para el proceso de elaboración de la actualización del Plan de Transmisión, está establecido en el RT y en la Norma: “Criterios y Metodología para la elaboración del Plan de Transmisión”.

- a) 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 del RT. En cumplimiento de lo dispuesto, con fecha 01 de junio de 2022, el COES presentó al Ministerio y Osinergmin la Propuesta de Actualización del Plan de Transmisión 2023-2032.
- b) OSINERGMIN, en un plazo de treinta (30) días hábiles de recibida la propuesta, verificará el cumplimiento de las políticas y criterios establecidos por el Ministerio 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 debidamente fundamentadas, con conocimiento del Ministerio. En cumplimiento de lo dispuesto, con fecha



PERÚ

Ministerio
de Energía y Minas

“Decenio de la Igualdad de Oportunidades para Mujeres y Hombres”

“Año del Fortalecimiento de la Soberanía Nacional”

“Año del Bicentenario del Congreso de la República del Perú”

15 de julio de 2022, Osinergmin remitió al COES sus observaciones, debidamente fundamentadas, y lo puso en conocimiento del Ministerio.

- c) El COES dispondrá de un plazo de cuarenta (40) días hábiles para subsanar debidamente las observaciones formuladas por OSINERGMIN y remitir su propuesta definitiva del Plan de Transmisión al Ministerio y a OSINERGMIN, con los informes y cálculos de sustento. En cumplimiento de lo dispuesto, con fecha 14 de setiembre 2022 el COES remitió al Ministerio y a Osinergmin la propuesta definitiva del Plan de Transmisión, indicando haber subsanado debidamente las observaciones formuladas por Osinergmin.
- d) 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. En cumplimiento de lo dispuesto, con fecha 12 de octubre 2022 Osinergmin remitió al Ministerio su opinión sustentada sobre dicha propuesta adjuntando el Informe N° 574-2022-GRT, que sustenta la opinión de Osinergmin y además contiene la evaluación del cumplimiento de las políticas y criterios establecidos en la normativa vigente.
- e) Hasta la fecha del presente Informe, se ha cumplido con el procedimiento y cronograma establecido en el RT y en la Norma.
- f) Cumplida esta etapa, corresponde al Ministerio, a más tardar el 31 de diciembre del 2022, publicar la Resolución Ministerial que aprueba el Plan de Transmisión. Asimismo, publicar en su Portal Institucional los informes y cálculos sustentados del Plan de Transmisión aprobado. Finalmente, publicar un resumen del PT 2023-2032 en el Diario Oficial El Peruano.

6 PROPUESTA DEFINITIVA DE ACTUALIZACIÓN DEL PLAN DE TRANSMISIÓN 2023-2032

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 la presente actualización comprende el periodo 2023-2032.

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

- 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.
- b) Para cada Proyecto Vinculante, el cronograma de actividades, el Anteproyecto, el presupuesto de inversión estimado, la propuesta de beneficiarios y asignación de compensaciones para su remuneración.
- c) La relación de instalaciones del ST 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).
- e) La relación de instalaciones del ST que deberán salir del servicio.
- d) Según lo dispuesto en el artículo 17 del Reglamento de Transmisión (17.8), modificado mediante D.S. N° 018-2016-EM, el Plan de Transmisión deberá incorporar en su análisis los planes de



“Decenio de la Igualdad de Oportunidades para Mujeres y Hombres”
“Año del Fortalecimiento de la Soberanía Nacional”
“Año del Bicentenario del Congreso de la República del Perú”

inversión de los Sistemas Secundarios y Complementarios de Transmisión aprobados por OSINERGMIN, con el fin de la optimización conjunta técnica y económica del sistema.

6.1 INFORME PRESENTADO POR EL COES – PROPUESTA DEFINITIVA

El informe de la Propuesta Definitiva presentada por el COES, está compuesto por tres volúmenes:

- Volumen I: Cuerpo principal del informe del PT, que comprende el Resumen Ejecutivo, el proceso de planificación, premisas, datos, cálculos, análisis, resultados y conclusiones del estudio.
• Volumen II: Anexos al Informe, desde el Anexo A hasta el Anexo O, en los cuales se presenta información detallada de los datos, cálculos, análisis y resultados del estudio.
• Volumen III: Anteproyectos del Plan Vinculante 2028 y del Plan de Transmisión 2032, en los cuales se presenta la ingeniería conceptual de cada uno de ellos, sustentos de diseño, cronograma y presupuesto desagregado.

6.2 EVALUACIÓN DEL CONTENIDO DEL INFORME DEL COES

La evaluación del contenido del documento presentado por el COES, respecto al cumplimiento del contenido mínimo establecido en el Reglamento de Transmisión, se presenta en el siguiente cuadro:

Cuadro N° 6.1: Evaluación al documento “Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2023-2032”

Table with 2 columns: Contenido mínimo and Evaluación de cumplimiento. It contains three rows (a, b, c) detailing the evaluation of the COES report against minimum content requirements.



PERÚ

Ministerio de Energía y Minas

“Decenio de la Igualdad de Oportunidades para Mujeres y Hombres”
“Año del Fortalecimiento de la Soberanía Nacional”
“Año del Bicentenario del Congreso de la República del Perú”

d) Relación de instalaciones del ST que deberán salir del servicio	No indica.
--	------------

Fuente: Elaborado por la Dirección General de Electricidad (DGE)

7 REVISION Y VERIFICACION POR OSINERGMIN DEL CUMPLIMIENTO DE POLITICAS Y CRITERIOS ESTABLECIDOS POR EL MINEM

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

De acuerdo con lo dispuesto en el Artículo 21, numeral 21.2 de la Ley N° 28832, Osinergmin está encargado de verificar que el estudio del COES cumpla con las políticas establecidas por el Ministerio.

Osinergmin, habiendo cumplido con la revisión de la PROPUESTA INICIAL, remitió sus observaciones al COES, mediante oficio N° 1067-2022-GRT del 15/07/2022.

Dentro del plazo establecido, el COES presentó la propuesta definitiva del PT y el Informe COES/DP-05-2022 “Subsanación de las observaciones del Osinergmin a la propuesta de actualización del plan de actualización del plan de transmisión 2023-2032”.

Posteriormente, Osinergmin remitió al Ministerio su opinión sustentada sobre la propuesta definitiva mediante Oficio N° 1313-2022-GRT del 12/10/2022, adjuntando el Informe N° 574-2022-GRT “Revisión de la Propuesta Definitiva de la Actualización del Plan de Transmisión (período 2023-2032)”. A su vez, en aplicación del numeral 16.11.1.g de la Norma aprobada con Resolución Ministerial N° 129-2009-MEM/DM, comunica las Instalaciones de Transmisión de Conexión (ITC) a incluir en los Proyectos Vinculantes del Plan de Transmisión.

En el indicado oficio, Osinergmin señala que: *“las observaciones efectuadas por Osinergmin a la Propuesta de Actualización del Plan de Transmisión han sido subsanadas parcialmente, encontrándose pendiente, entre otros, que el contenido mínimo referido a algunos Proyectos Vinculantes que no está acorde con lo exigido en el artículo 23 de la Norma aprobada con Resolución Ministerial N° 129-2009-MEM-DM.*

Al respecto, en el capítulo de Conclusiones y Recomendaciones del Informe N° 574-2022-GRT, Osinergmin indica que, *“como resultado de la revisión de la Propuesta Definitiva de la Actualización del Plan de Transmisión, periodo 2023-2032, presentada por el COES, se recomienda que dicha propuesta sea revisada considerando los aspectos que se resumen a continuación”:*

La Propuesta Definitiva cumple parcialmente las políticas y criterios, que para el efecto han sido establecidos por el Ministerio, debido a que existen observaciones que no han sido subsanadas, siendo las principales observaciones, las siguientes:

1. No se aplica estrictamente la metodología Trade Off/Risk, según lo señalado en el Artículo 16° de la Norma (RM 129-2009), modificada por la RM 051-2018-MEM-DM, para la selección de planes, tal que los planes en competencia incluyan proyectos en todas las zonas con congestiones y que no haya proyectos comunes a todos los planes forzando así su selección o que se dupliquen proyectos que se plantean para el análisis de confiabilidad (N-1).
2. Con relación a la combinación de proyectos, se encuentra que hay proyectos que se considera en todos los planes, tal como la “Nueva Subestación Bicentenario 500/220 kV ampliaciones y subestaciones asociadas”, mientras que hay otros proyectos que solo se consideran en un plan, como por ejemplo “Seccionamiento de la LT 220 kV Mantaro - Pachachaca en la SE Huayucachi”, “Repotenciación a 450 MVA de la LT 220 kV Poroma ¡V Marconaj” y la SE “Hub San José (Segunda Etapa) patio de 500 kV y transformación 500/220 kV”.



3. El COES no evaluó las alternativas de proyectos, brindadas por Osinergmin, que permitan optimizar el resultado del Plan de Transmisión, debido a una errada interpretación del Artículo 17° del RT. De igual forma, no toma en cuenta que el numeral 17.3 del RT señala que Osinergmin, después de recibida la propuesta inicial del Plan de Transmisión tiene un plazo de 30 días hábiles para dar opinión favorable o caso contrario dar sus observaciones, que para la PROPUESTA INICIAL se realizó oportunamente el 15 de julio de 2022. Sin embargo, mediante documento COES/D-955-2022 con fecha 05 de octubre de 2022 señalan que han cumplido la normatividad y, sin perjuicio de esto, presentan un análisis de las alternativas de Osinergmin a los proyectos de Instalaciones de Transmisión de Conexión (ITC) Vinculantes, esto en respuesta al Oficio N° 1266-2022-GRT.
 4. De la revisión de los proyectos del Plan Vinculante para los ITC, se tiene doce (12) proyectos con opinión favorable de Osinergmin y cuatro (04) con observaciones pendientes de absolver por el COES.
 5. En ese sentido, corresponde comunicar que los proyectos ITC que cuenta con opinión favorable de Osinergmin son:
 - Enlace 138 kV Nueva Viru - Trujillo Sur, ampliaciones y subestaciones asociadas.
 - Incremento de capacidad y confiabilidad (Criterio N.1) de Suministro del Sistema Eléctrico Huaraz.
 - Enlace 138 kV Yaros - Amarilis (segundo circuito).
 - Repotenciación LT 138 kV Amarilis - Huánuco, Amarilis - Paragsha y Ampliación SE Amarilis.
 - Ampliación de Capacidad de Suministro del Sistema Eléctrico Ica.
 - Reconfiguración Enlace 220 kV Chavarría - Santa Rosa - Carapongo, líneas, ampliaciones y subestaciones asociadas.
 - Enlace 220 kV Planicie - Industriales, ampliación 3er circuito.
 - Incremento de la Confiabilidad 138-60KV del Sistema Eléctrico de Tarma – Chanchamayo.(*)
 - Nueva SE Marcona II y Enlace 138 kV Marcona II, San Isidro (Bella Unión). Pampa (Chala), ampliaciones y subestaciones asociadas.
 - Enlace 138 kV Abancay Nueva - Andahuaylas, ampliaciones y subestaciones asociadas.
 - Enlace 138 kV San Román - Yocara – Maravilla (Juliaca), ampliaciones y subestaciones asociadas.
 - Enlace 138 kV Derivación San Rafael - Ananea, ampliaciones y subestaciones asociadas.
- Nota (*): En el Informe de Osinergmin, este proyecto, figura como “Ampliación de Capacidad de Suministro del Sistema Eléctrico Ica”.
6. Los proyectos ITC que Osinergmin considera deben ser revisados son:
 - Nueva Subestación Muyurina 220 kV, Nueva Subestación Ayacucho, LT 220 kV Muyurina-Ayacucho, ampliaciones y Subestaciones asociadas.
 - Nueva Subestación Palca 220 kV, LT 220 kV Palca-La Pascana, ampliaciones y Subestaciones asociadas (Arequipa).
 - Nueva Subestación Hub San Jose, Primera Etapa y Enlace 220 kV Hub San José - Repartición (Arequipa), ampliaciones y subestaciones asociadas.
 - Enlace 220 kV Aguaytía - Pucallpa, subestaciones, líneas y ampliaciones asociadas.
 7. La toma de decisiones de los proyectos se realiza con una ingeniería muy básica o sin ingeniería para su valorización de los mismos, por lo que hay proyectos que han cambiado su monto de inversión en casi tres veces. Se recomienda que las alternativas para la comparación económica tengan un nivel que asegure que las comparaciones sean consistentes a pesar de estas circunstancias.



PERÚ

Ministerio
de Energía y Minas

“Decenio de la Igualdad de Oportunidades para Mujeres y Hombres”

“Año del Fortalecimiento de la Soberanía Nacional”

“Año del Bicentenario del Congreso de la República del Perú”

8. El contenido de los anteproyectos del Plan Vinculante no cumple a cabalidad con lo establecido en el Artículo 23° de la RM 129-2009, así, entre otros, en la PROPUESTA INICIAL no han entregado los Anteproyectos de todos los proyectos recomendados o están incompletos, siendo que recién se entregó todos en la versión de la PROPUESTA DEFINITIVA por lo que recién se pudo hacer la revisión.
9. Respecto a la solución del fenómeno de resonancia subsíncrona (RSS), se considera que debe complementarse con el estudio de otras alternativas a los FACTS serie neutros a la RSS, que sean menos costosos. En algunos casos será posible seguir utilizando BCS, de un valor tal que cumplan con el fin de lograr una mayor transferencia de potencia en las líneas, y no ocasione sobrecargas ni problemas de RSS que la división de líneas con compensación serie origina.
10. El COES no presenta la información de las instalaciones de transmisión que deberán salir de servicio en el periodo 2023-2032, de acuerdo a lo establecido en la normatividad.

Adicionalmente, en el Resumen Ejecutivo del Informe N° 574-2022-GRT, Osinergmin, incluye las 2 observaciones siguientes:

- a) El COES debe utilizar los mecanismos normativos para la modificación de Criterios Técnicos de Desempeño, entre ellos, los criterios técnicos de desempeño complementarios, los cuales deben ser debidamente sustentados, conforme se especifica en los Artículos 10° y 12° de los Criterios y Metodología aprobado con la RM 129-2009.
- b) Respecto a la demanda considerada para el planeamiento de las ITC, el COES no considera las tasas de crecimiento de población y del PBI departamental publicadas por el INEI para las proyecciones, además, los clientes libres cuya potencia se encuentra entre 0,2 MW a 2,5 MW, que representan alrededor a 1075 MW en hora punta, son modelados como carga vegetativa.

En consecuencia, mediante Oficio N° 1960-2022-MEM/DGE del 04 de noviembre de 2022, el MINEM solicita a Osinergmin, precisiones respecto su opinión a la Propuesta Definitiva de la Actualización del Plan de Transmisión 2023-2032.

Por ello, mediante Oficio N° 1370-2022-GRT del 07 de noviembre de 2022 con Registro N° 3382374, Osinergmin solicita al COES, precisiones respecto las observaciones a la Propuesta Definitiva de la Actualización del Plan de Transmisión 2023-2032.

Posteriormente, mediante carta COES/D-1070-2022 del 11 de noviembre de 2022, el COES comunica a Osinergmin, las precisiones sobre las observaciones a la Propuesta Definitiva de la Actualización del Plan de Transmisión 2023-2032.

Finalmente, mediante Oficio N° 1388-2022-GRT del 15 de noviembre de 2022 con Registro N° 3386090, Osinergmin comunicó al MINEM, las precisiones solicitadas, así como su opinión favorable para que los proyectos ITC observados sean incluidos como proyectos vinculantes en el PT 2023-2032. En consecuencia, los siguientes proyectos ITC también serán incluidos en el PT 2023-2032:

- Nueva Subestación Muyurina 220 kV, Nueva Subestación Ayacucho, LT 220 kV Muyurina-Ayacucho, ampliaciones y Subestaciones asociadas.
- Nueva Subestación Palca 220 kV, LT 220 kV Palca-La Pascana, ampliaciones y Subestaciones asociadas (Arequipa).
- Nueva Subestación Hub San Jose, Primera Etapa y Enlace 220 kV Hub San José - Repartición (Arequipa), ampliaciones y subestaciones asociadas.
- Enlace 220 kV Aguaytía - Pucallpa, subestaciones, líneas y ampliaciones asociadas.

Respecto a las observaciones al proyecto troncal: “Reactor de núcleo de aire serie 220 kV entre SET Chilca Uno – SET Chilca CTM”, Osinergmin indica que el COES no ha absuelto las observaciones sobre la necesidad de incluir los equipos de maniobra, que como mínimo deben contar con seccionadores de aislamiento del reactor y de puente, ya que en caso de falla del Reactor Serie indispondría el enlace respectivo, que se considera necesario para la flexibilidad del sistema. Sin embargo, por ser parte del sistema Troncal, queda a potestad del Ministerio la aprobación del proyecto.



7.2 EVALUACIÓN DE LAS OBSERVACIONES DE OSINERGMIN

La evaluación detallada de las observaciones y comentarios de Osinergmin a la propuesta definitiva presentada por el COES se incluyen en el **Anexo 1** del presente informe y, sobre la base de tal evaluación, se puede concluir lo siguiente:

- Osinergmin presenta una serie de observaciones que, según señala, han sido parcialmente subsanadas por el COES; e indica de manera general que la *“Propuesta Definitiva cumple parcialmente las políticas y criterios, que para el efecto han sido establecidos por el Ministerio, debido a que existen observaciones que no han sido subsanadas”*. No precisa que políticas o criterios no han sido cumplidos o han sido cumplidos sólo parcialmente.
- En sus observaciones, Osinergmin no concluye en la necesidad de efectuar cambios o modificaciones en el Plan Vinculante y/o en el Plan de Largo Plazo de la Propuesta Definitiva presentada por el COES, o en descalificar, con el sustento técnico requerido, la propuesta presentada por el COES. En este sentido, la evaluación del Informe de Osinergmin, muestra que las observaciones planteadas no sustentan o justifican introducir cambios o modificaciones en los Planes propuestos por el COES.
- Respecto a la inclusión de los proyectos ITC en el PT 2023-2032, si bien Osinergmin informó inicialmente que 4 proyectos deberían ser revisados, posteriormente, en respuesta a la solicitud de precisiones efectuada por el Ministerio, informan su aprobación a lo totalidad de proyectos ITC considerados en la Propuesta Definitiva.
- Las recomendaciones sobre modificaciones o mejoras en el proceso y procedimientos de elaboración del PT, deben ser tomadas en cuenta por el COES para las futuras actualizaciones del PT, y en la eventual modificación de la Norma “Criterios y Metodología para la elaboración del Plan de Transmisión”.

8 EVALUACION DE LA PROPUESTA DEFINITIVA 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 el presente caso es entre el 01/01/2023 y el 31/12/2024.

El COES ha determinado que los Proyectos Vinculantes corresponden a aquellos proyectos cuya entrada en Operación Comercial debe ocurrir antes del 2028. Propone un total de 4 proyectos para el SEIN y 16 proyectos ITC. La relación de proyectos propuestos y el monto estimado de cada proyecto, se aprecia en los siguientes Cuadros:

Cuadro N° 8.1: Proyectos vinculantes PT 2023-2032. Sistema troncal del SEIN

Nº(a)	Proyectos Vinculantes	Inversión Millones USD
1	Enlace 500 kV Chilca CTM-Carabayllo, Ampliación de Transformación y Reactor de Núcleo de aire en SE Chilca CTM	72
	1.1 LT 500 kV Chilca CTM-Carabayllo (Tercer circuito).	
	1.2 Tercer transformador 500/220 kV en SE Chilca. (*)	
	1.3 Reactores de Núcleo de aire serie 220 kV entre SE Chilca Uno – Chilca CTM. (*)	
2	Nueva Subestación Bicentenario 500/220 kV ampliaciones y subestaciones asociadas.	71
	1.1 SE 500/220 kV, seccionando la LT 500 kV Chilca-Poroma, patio 500 y 220 kV.	
	1.2 Autotransformador 500/220 kV y enlace con patio de 220 kV en SE Independencia.	
	1.3 FACTS Serie (Equipo Automático de Compensación Serie) de LLTT 500 kV Bicentenario-Chilca y Bicentenario-Poroma en SE Bicentenario.	
3	Nueva Subestación “Hub” Poroma (Primera Etapa) y Enlace 500 kV “Hub” Poroma - Colectora, ampliaciones y subestaciones asociadas.	106
	1.1 Enlace 500 kV Colectora- “Hub” Poroma,	
	1.2 Nueva Subestación Colectora 500/220 kV.	



PERÚ

Ministerio
de Energía y Minas

“Decenio de la Igualdad de Oportunidades para Mujeres y Hombres”
 “Año del Fortalecimiento de la Soberanía Nacional”
 “Año del Bicentenario del Congreso de la República del Perú”

Nº(a)	Proyectos Vinculantes	Inversión Millones USD
	1.3 Autotransformador 500/220 kV en SE Colectora.	
	1.4 Subestación "Hub" Poroma (Primera Etapa) 500 kV	
9	Equipos FACTS Serie de control de RSS en LT 500 kV Poroma-Colcabamba e instalaciones asociadas. FACTS Serie (Equipo de Control de Resonancia Subsíncrona) en LT 500 kV Poroma-Colcabamba en SE Poroma (*)	29
Costo de Inversión 277 Millones USD en Total		

(*) Los componentes de proyectos 1.2, 1.3 y los proyectos 9 y 15 cumplen con la Definición N° 26 del Artículo 1 de la Ley 28832 y las condiciones establecidas en el Artículo N° 5 del Reglamento de Transmisión para ser considerados Refuerzos.

Fuente: Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2023-2032 (Informe COES/DP-02-2022 – Tabla 1.1)

Nota (a): Corresponde a la numeración original del Informe COES/DP-02-2022

Cuadro N° 8.2: Proyectos vinculantes PT 2023-2032. Instalaciones de Transmisión de Conexión (ITC)

Nº(a)	Proyectos Vinculantes	Inversión Millones USD
4	Nueva Subestación "Hub" San José – Primera Etapa y Enlace 220 kV "Hub" San José – Repartición (Arequipa), ampliaciones y subestaciones asociadas (Proyecto ITC). Nueva SE "Hub" San José de 220 kV (Primera Etapa). Implementación de LT 220 kV "Hub" San José – Repartición. Ampliación de la SE Repartición con transformación 220/138 kV de 120 MVA. Implementación de LT 138 kV Repartición – Majes (segundo circuito) y LT 138 kV Repartición – Mollendo (segundo circuito).	110
5	Reconfiguración Enlace 220 kV Chavarría – Santa Rosa – Carapongo, líneas, ampliaciones y subestaciones asociadas (Proyecto ITC). Enlace 220 kV Carapongo – Cajamarquilla, ampliación a 3er circuito. aprox 5 km (aéreo) Enlace Subterráneo 220 kV Chavarría - San Martín. Nueva SE 220 kV San Martín (adjunto a SE Santa Rosa), equipamiento GIS y acometidas de líneas subterráneas. Desconexión de llegadas de LTs Chavarría – Santa Rosa y Carapongo – Santa Rosa de SE Santa Rosa y conexión a SE San Martín Conexión de los dos transformadores 220/60 kV de ENEL de la SE Santa Rosa para ser alimentadas desde la SE San Martín.	77
6	Nueva Subestación Muyurina 220 kV, Nueva Subestación Ayacucho, LT 220 kV Muyurina-Ayacucho, ampliaciones y Subestaciones asociadas. SE 220 kV seccionando la línea Mantaro – Cotaruse (a la altura de Ayacucho), con patio de 220 kV (ITC). FACTS Serie (Equipo Automático de Compensación Serie) de LT 220 kV Muyurina-Cotaruse en SE Muyurina. LT 220 kV Derivación Muyurina – Ayacucho Oeste (ITC). SE Ayacucho Oeste 220/60 kV y conexión a la SE Mollepata 220 kV existente (ITC). Transformador 220/60 kV y enlace a líneas existentes en 60kV (ITC).	61
7	Nueva Subestación Palca 220 kV, LT 220 kV Palca-La Pascana, ampliaciones y Subestaciones asociadas (Arequipa) (Proyecto ITC). 1.1 SE 220 kV seccionando la línea Cotaruse – Socabaya (a la altura de Arequipa), con patio de 220 kV. LT 220 kV Derivación Palca – La Pascana (Arequipa), ampliaciones y subestaciones asociadas SE La Pascana 220/138 kV y conexión a SE Intermedia Norte en 138 kV (nueva) y SSEE existentes. Autotransformador 220/138 kV en la Pascana.	54
8	Enlace 220 kV Aguaytía – Pucallpa, subestaciones, líneas y ampliaciones asociadas (Proyecto ITC). Enlace 220 kV Aguaytía – Shipibo Nueva SE Shipibo 220/138 kV	40
10	Incremento de la Confiabilidad 138-60KV del Sistema Eléctrico de Tarma – Chanchamayo. Enlace 138 kV Campas-La Virgen. Autotransformador 220/138 kV en SE Campas. Transformador 138/60/22.9 kV en SE Campas. Enlace 60 kV Campas-Chanchamayo	14
11	Enlace 220 kV Planicie – Industriales, ampliación a 3er circuito. (Proyecto ITC). Enlace 220 kV Planicie – Industriales, ampliación a 3er circuito	17
12	Enlace 138 kV Nueva Virú – Trujillo Sur, ampliaciones y subestaciones asociadas (Proyecto ITC)	9
13	Incremento de capacidad y confiabilidad (Criterio N-1) de Suministro del Sistema Eléctrico Huaraz (Proyecto ITC)	31
14	Enlace 138 kV Yaros – Amarilis (segundo circuito) (Proyecto ITC)	5

“Decenio de la Igualdad de Oportunidades para Mujeres y Hombres”
 “Año del Fortalecimiento de la Soberanía Nacional”
 “Año del Bicentenario del Congreso de la República del Perú”

Nº(a)	Proyectos Vinculantes	Inversión Millones USD
15	Repotenciación LT 138 kV Amarilis – Huánuco, Amarilis – Paragsha y Ampliación de SE Amarilis (Proyecto ITC) (*)	7
16	Ampliación de Capacidad de Suministro del Sistema Eléctrico Ica (Proyecto ITC)	53
17	Nueva SE Marcona II y Enlace 138 kV Marcona II - San Isidro (Bella Unión) - Pampa (Chala), ampliaciones y subestaciones asociadas (Proyecto ITC)	92
18	Enlace 138 kV Abancay Nueva – Andahuaylas, ampliaciones y subestaciones asociadas (Proyecto ITC)	20
19	Enlace 138 kV San Román – Yocara – Maravilla (Juliaca), ampliaciones y subestaciones asociadas (Proyecto ITC)	9
20	Enlace 138 kV Derivación San Rafael - Ananea, ampliaciones y subestaciones asociadas (Proyecto ITC)	31
Costo de Inversión 628 Millones USD en Total		

(*) Los componentes de proyectos 1.2, 1.3 y los proyectos 9 y 15 cumplen con la Definición N° 26 del Artículo 1 de la Ley 28832 y las condiciones establecidas en el Artículo N° 5 del Reglamento de Transmisión para ser considerados Refuerzos.

Fuente: Propuesta definitiva de actualización del Plan de Transmisión 2023-2032 (Informe COES/DP-02-2022 – Tabla 1.1)

Nota (a): Corresponde a la numeración original del Informe COES/DP-02-2022

El monto total de inversión de los Proyectos Vinculantes asciende a US\$ 905 millones. La inversión en los proyectos para el sistema troncal del SEIN suma US\$ 277 millones (31%) y para los proyectos ITC US\$ 628 millones (69%).

8.2 EVALUACIÓN DE LOS PROYECTOS VINCULANTES CORRESPONDIENTES AL SISTEMA TRONCAL DE TRANSMISION

En esta sección se evalúan los proyectos vinculantes del PT 2023-2032, según la secuencia que figura en el Informe COES/DP-02-2022

8.2.1 Proyecto Enlace 500 kV Chilca CTM - Carabayllo, Ampliación de Transformación y Reactor de Núcleo de aire en SE Chilca CTM.

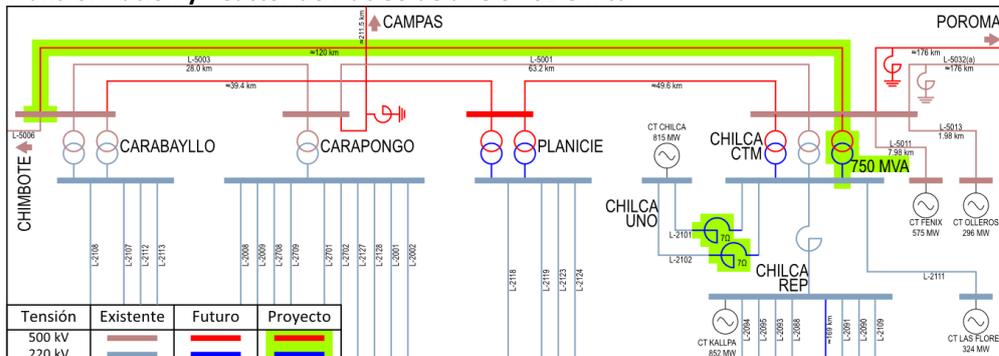
A1. Características del Proyecto

El proyecto comprende la construcción e instalación de las siguientes componentes:

- LT 500 kV Chilca - Carabayllo (Tercer circuito)
- Ampliación de las subestaciones Chilca CTM y Carabayllo para las celdas de la línea en 500 kV
- Autotransformador 500/220 kV de 750 MVA en SE Chilca CTM, con celdas de conexión en 500 y 220 kV. (banco de transformadores monofásicos con una unidad de reserva)
- Reactores de núcleo de aire en serie, 220 kV, entre SE Chilca Uno - Chilca CTM. Ubicados en la SE Chilca CTM

El diagrama unifilar del proyecto y el mapa de ubicación se presentan en las siguientes figuras.

Figura N° 8.1: Diagrama unifilar del proyecto enlace 500 kV Chilca – Carabayllo, Ampliación de Transformación y Reactor de Núcleo de aire en SE Chilca



Fuente: Propuesta definitiva de actualización del Plan de Transmisión 2023-2032 (Informe COES/DP-02-2022 – Figura 1.8)



PERÚ

Ministerio de Energía y Minas

“Decenio de la Igualdad de Oportunidades para Mujeres y Hombres”
“Año del Fortalecimiento de la Soberanía Nacional”
“Año del Bicentenario del Congreso de la República del Perú”

El presupuesto total del proyecto, sin incluir IGV, es aproximadamente US\$ 72 millones. El desagregado se muestra en el siguiente cuadro:

Cuadro N°8.3: Presupuesto del Anteproyecto por componentes (US\$)

Componentes	Costo directo	Costos indirectos		TOTAL
LT Chilca CTM-Carabaylo	46 857 890	11 422 355	24%	58 280 245
3er transformador Chilca CTM	10 035 050	1 391 707	14%	11 426 757
Reactores en serie	1 774 134	356 977	20%	2 131 111
TOTAL	58 667 074	13 171 039	22%	71 838 113

Fuente: Elaboración propia a partir de la Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2023-2032 (Anteproyectos: 3er circuito 500 kV Chilca-Carabaylo, 3er Transformador Chilca 500/220 kV y Reactores serie Chilca Uno).

A4. Plazo de ejecución

Según el cronograma de actividades, la ejecución del proyecto es de 34 meses, incluyendo el periodo de 7 meses para el proceso de aprobación y licitación de la concesión.

De iniciarse las actividades a partir del primer día útil de enero 2023, la POC del proyecto se calcula para el cuarto trimestre del 2025.

A5. Año requerido

El COES determina que técnicamente el proyecto se necesita a partir del año 2025. Sin embargo, tomando en cuenta que el proceso de aprobación y licitación puede tomar más tiempo del previsto en el cronograma, el COES indica que el año de puesta en operación comercial (POC) sería el año 2027.

B. COMENTARIOS Y OPINION

El COES plantea y sustenta este proyecto según el criterio de confiabilidad N-1.

En efecto, las simulaciones de flujo de potencia en estado normal y contingencias N-1, muestran que de producirse el evento de salida de uno de los circuitos Chilca CTM-Carapongo, o Chilca CTM-La Planicie, se producen sobrecargas en los otros circuitos; así mismo, ante la contingencia de salida de uno de los transformadores de Chilca CTM, se sobre carga el otro transformador.

Además, por efecto de los proyectos indicados, se incrementa la I_{cc} en las barras de 220 kV de Chilca Uno, a valores que superan la corriente máxima de apertura, que es de 40 kA, por lo que se hace necesario reducir la corriente de cortocircuito I_{cc} mediante los reactores en serie.

Por lo tanto, el proyecto cumple con los criterios de confiabilidad N-1 especificados en la Norma.

Respecto a las observaciones formuladas por Osinergmin a los aspectos de diseño de la instalación de los reactores (ampliación de la SE Chilca CTM), en especial sobre la necesidad de incluir los equipos de maniobra, que como mínimo se debe contar con seccionadores de aislamiento del reactor y de puente; la opinión del Ministerio es que, siendo el COES la entidad técnica encargada de verificar y aprobar que las instalaciones futuras tengan las facilidades operativas y cumplan los requisitos técnicos mínimos para su conexión al SEIN, al proponer el proyecto como parte del PT 2023-2032 está implícitamente aprobando la configuración técnica del proyecto tal como figura en el anteproyecto respectivo.

C. RECOMENDACIONES

Aprobar el proyecto como parte del Plan Vinculante del PT 2023-2032. Asimismo, en caso se requiera mayores detalles del equipamiento previsto para este proyecto se sugiere revisar en los Anteproyectos “3er circuito 500 kV Chilca-Carabaylo”, “3er Transformador Chilca 500/220 kV” y “Reactores serie Chilca Uno” ubicados en el Volumen III de la Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2023-2032 del COES.

“Decenio de la Igualdad de Oportunidades para Mujeres y Hombres”
 “Año del Fortalecimiento de la Soberanía Nacional”
 “Año del Bicentenario del Congreso de la República del Perú”

8.2.2 Proyecto de Nueva Subestación Bicentenario 500/220 kV ampliaciones y subestaciones asociadas

A1. Características del Proyecto

El proyecto consiste en el seccionamiento de LT 500 kV Chilca - Poroma en un punto distante a 170 km de la SE Chilca CTM. En esta derivación se instalará una nueva subestación denominada SE Bicentenario (próxima a la SE Independencia 220 kV).

En la SE Bicentenario se instalará un autotransformador 500/220 kV de 750 MVA (ONAF) que se conectará a las barras 220 kV de la SE Independencia. El autotransformador estará conformado por 3 unidades monofásicas (banco de transformadores) más una de reserva.

La configuración de las barras de 500 kV será del tipo interruptor y medio. Se instalarán 3 diámetros con 2/3 de equipamiento cada uno: 2 diámetros para la derivación de la línea Chilca CTM-Poroma y otro para la conexión del autotransformador. En ampliaciones futuras cada diámetro se completará con la instalación del tercer interruptor.

El Patio de 220 kV tendrá una configuración doble barra con seccionador de transferencia. Se instalarán cuatro bahías con su equipamiento completo: una bahía de transformación para la conexión del autotransformador del lado de 220 kV, dos bahías para las salidas de las líneas de enlace a la SE Independencia, y la cuarta bahía corresponde al acoplamiento de las barras de 220 kV.

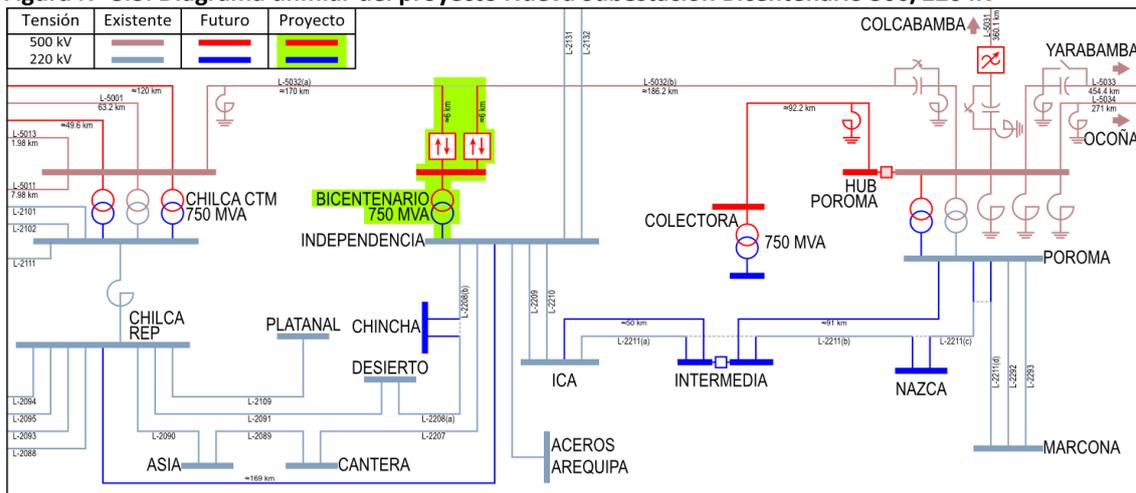
La conexión con la SE Independencia se efectuará con una línea aérea de doble terna en 220 kV, de aproximadamente 1 km de longitud, la cual, en su último tramo (aproximadamente 100 m) ingresará a la S.E: Independencia mediante cable de energía aislado.

Las barras 220 kV de la SE Independencia se ampliarán con dos celdas de llegada de las líneas de conexión con la Nueva SE Bicentenario.

En la SE Bicentenario también se instalarán equipos de compensación serie tipo FACTS, uno a la salida de la línea hacia la SE Chilca CTM, y el otro a la salida hacia la SE Poroma.

En las siguientes figuras se aprecia el diagrama unifilar del proyecto, el esquema eléctrico de la SE Bicentenario y el mapa de ubicación del proyecto.

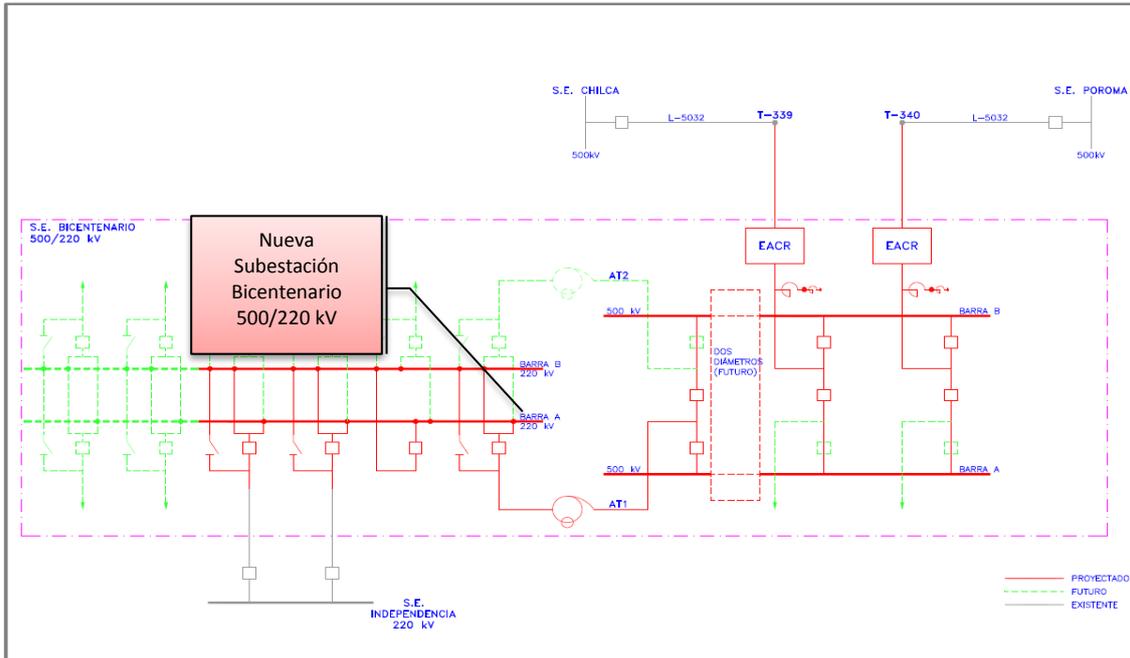
Figura N° 8.3: Diagrama unifilar del proyecto Nueva Subestación Bicentenario 500/220 kV



Fuente: Propuesta definitiva de actualización del Plan de Transmisión 2023-2032 (Informe COES/DP-02-2022 - Figura 1.10)

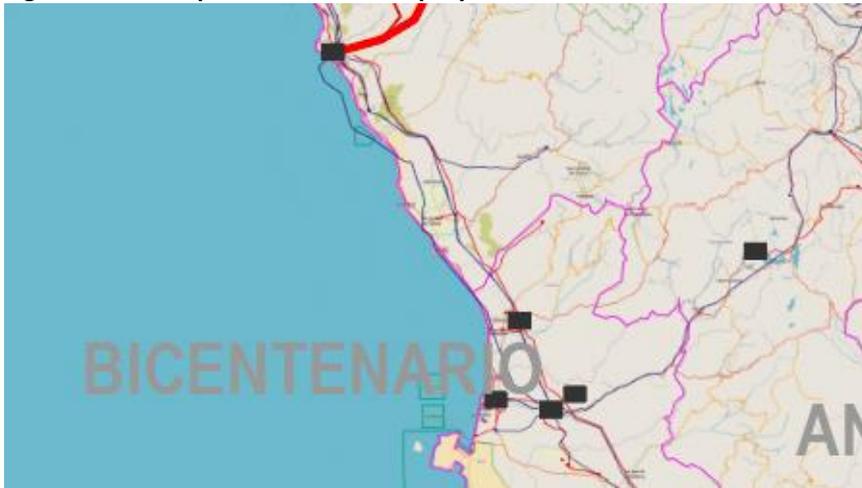
Figura N° 8.4: Esquema eléctrico de la Nueva Subestación Bicentenario 500/220 kV

“Decenio de la Igualdad de Oportunidades para Mujeres y Hombres”
 “Año del Fortalecimiento de la Soberanía Nacional”
 “Año del Bicentenario del Congreso de la República del Perú”



Fuente: Propuesta definitiva de actualización del Plan de Transmisión 2023-2032 (Anteproyecto “Nueva Subestación Bicentenario 500/220 kV ampliaciones y subestaciones asociadas” Figura 1.4.1)

Figura N° 8.5: Mapa de ubicación del proyecto Nueva Subestación Bicentenario 500/220 kV



Fuente: Propuesta definitiva de actualización del Plan de Transmisión 2023-2032 (Informe COES/DP-02-2022 - Figura 1.9)

A2. Justificación del Proyecto

Este proyecto robustece la transmisión de la zona de Independencia, dando confiabilidad y mayor capacidad a esta zona del SEIN.

Proporcionará soporte y control de tensión en la zona Sur Medio de 220 kV (subestaciones Asia, Desierto, Cantera, Independencia, Ica), y el control de “Flicker”, al aumentar el nivel de cortocircuito en 220 kV.

Por su parte, los equipos FACTS permitirán el control de los flujos de potencia por las líneas de 500 kV del Enlace Centro-Sur y líneas de 220 kV de la zona Sur medio, tanto en condición de operación normal como en contingencias N-1.

Así mismo, permitirá el control del fenómeno de Resonancia Subsíncrona (RSS) de las unidades térmicas conectadas al sistema de 500 kV y 220 kV de las zonas Centro y Sur.



PERÚ

Ministerio de Energía y Minas

“Decenio de la Igualdad de Oportunidades para Mujeres y Hombres”
“Año del Fortalecimiento de la Soberanía Nacional”
“Año del Bicentenario del Congreso de la República del Perú”

A3. Presupuesto

El presupuesto total del proyecto, sin incluir IGV, es aproximadamente US\$ 71 millones. El desgregado se muestra en el siguiente cuadro:

Cuadro N° 8.4: Presupuesto del Anteproyecto por componentes (US\$)

Componentes	Costo directo	Costos indirectos		TOTAL
Suministro	46 983 262			
Transporte suministros	102 759			
Montaje	2 793 521			
Obras Civiles	7 227 761			
Diseño y estudios	2 021 600			
TOTAL	59 128 903	11 676 122	20%	70 805 025

Fuente: Elaboración DGE-MEM a partir de la Propuesta definitiva de actualización del Plan de Transmisión 2023-2032 (Anteproyecto: “Nueva SE Bicentenario 500/220 kV”)

A4. Plazo de ejecución

Según el cronograma de actividades, la ejecución del proyecto es de 29 meses, sin incluir el periodo requerido para el proceso de aprobación y licitación de la concesión.

A5. Año requerido

El COES determina que técnicamente el proyecto se necesita a partir del año 2026. Sin embargo, tomando en cuenta que el proceso de aprobación y licitación puede tomar más tiempo del previsto en el cronograma, el COES indica que el año de puesta en operación comercial (POC) sería el año 2027.

B. COMENTARIOS Y OPINION

El proyecto Nueva Subestación Bicentenario 500/220 kV, resulta del proceso de diagnóstico y propuesta de expansión del Sistema Troncal del SEIN para el año vinculante de análisis (2028), e identificación de congestiones en el análisis energético. Este proceso consiste en identificar problemas de congestiones en las líneas de transmisión mediante el diagnóstico de necesidades del sistema para todos los escenarios de evolución de la demanda-oferta.

En efecto, para los escenarios de desarrollo de nueva generación RER en las proximidades del área de influencia de la actual SE Independencia 220 kV, no se dispone de espacio ni capacidad para la conexión de nuevas plantas de generación, además existen limitaciones de transmisión en las líneas de 220 kV de la zona sur medio.

Otro de los problemas diagnosticados en la operación del SEIN, es el de Resonancia Sub Síncrona (RSS), que limita la cargabilidad de los enlaces centro-sur; para superar este problema, la solución propuesta por el COES es la instalación de equipos de compensación reactiva en serie tipo FACTS en diversas líneas entre las zonas Centro y Sur. Por ello, en la SE Bicentenario se incluye la instalación de equipos FACTS para compensar las líneas 500 kV entre Chilca CTM y Poroma.

Los estudios eléctricos para verificar la operación del sistema con la inclusión del proyecto, muestran que éste constituye una solución adecuada a los problemas diagnosticados. Por otra parte, Osinergmin no presenta observaciones que objeten la inclusión del proyecto en el PT 2023-2032.

C. RECOMENDACIONES

Aprobar el proyecto como parte del Plan Vinculante del PT 2023-2032. Asimismo, en caso se requiera mayores detalles del equipamiento previsto para este proyecto se sugiere revisar el Anteproyecto “Nueva SE Bicentenario 500/220 kV” ubicado en el Volumen III de la Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2023-2032 del COES.

8.2.3 Proyecto “Extensión Subestación Hub Poroma (Primera Etapa) y Enlace 500 kV Hub Poroma - Colectora, ampliaciones y subestaciones asociadas”

A1. Características del Proyecto

En proyecto consiste en la construcción de 2 subestaciones nuevas de 500 kV: Hub Poroma y SE Colectora, ambas en la región Ica.

La SE Hub Poroma se ubicará próxima con la actual SE Poroma a la cual se enlaza mediante dos celdas de maniobra. La SE Colectora se conecta con la SE Hub Poroma mediante una línea de 500 kV.

El proyecto comprende las siguientes componentes:

- Subestación “Hub” Poroma (Primera Etapa) 500 kV

Nueva subestación en 500 kV, configuración interruptor y medio, cuyas barras colectoras se interconectarán con las barras de la SE Poroma existente mediante dos celdas de maniobra (Una celda para la interconexión con las Barras “A” y la otra para la interconexión con las Barras “B”).

El área de terreno para esta subestación se estima en 163,840 m².

Tendrá, además, un diámetro con 2/3 de equipamiento para la salida de la línea en 500 kV hacia la SE Colectora. Además, contará con espacios de reserva para la implementación futura de diámetros adicionales en 500 kV, así como para la instalación de dos autotransformadores de 500/220 kV y un patio de 220 kV.

- Enlace 500 kV SE Colectora – SE Hub Poroma

Línea de transmisión de simple terna en 500 kV, de 93.7 km de longitud aproximada y con capacidad de transmisión en forma permanente de 1400 MVA.

- Nueva Subestación Colectora 500 kV

Será una subestación de maniobra y transformación, de configuración doble barra con interruptor y medio en 500 kV y de doble barra con seccionador de transferencia en 220 kV;

Los equipos de AT serán del tipo convencional aislada en aire (AIS).

El área de terreno estimada que ocupará esta subestación es de 129,720 m².

La SE Colectora, contará con espacios de reserva para la implementación futura de diámetros adicionales en 500 kV, así como para la instalación de un segundo banco de autotransformadores monofásicos de 500/220 kV y celdas de reserva en el patio de 220 kV

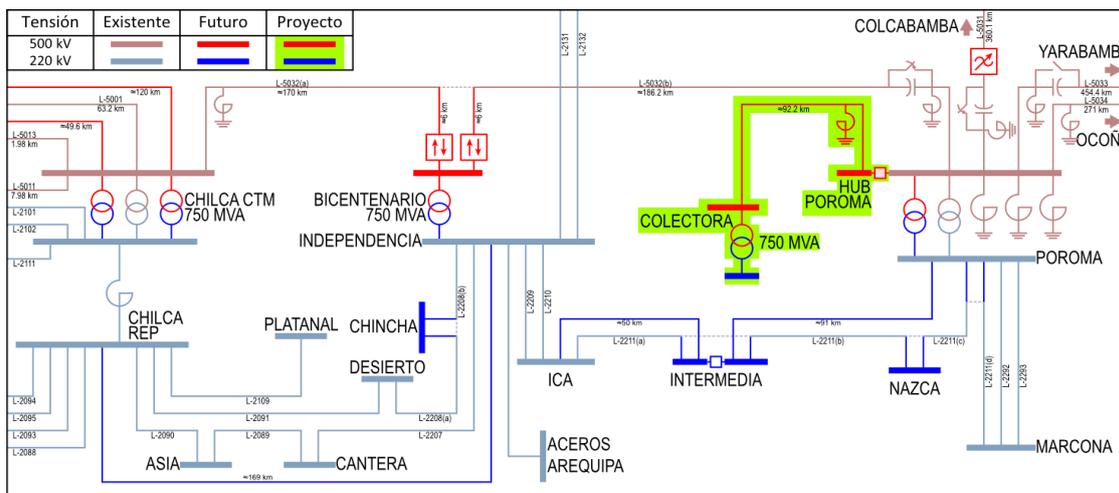
- Autotransformador 500/220 kV de 750 MVA en SE Colectora.

En la SE Colectora se proyecta la instalación de un banco de autotransformadores monofásicos más una unidad de reserva. La potencia del banco trifásico es de 750 MVA (ONAF).

El diagrama unifilar del proyecto y el mapa de ubicación se presentan en las siguientes figuras.

Figura N° 8.6: Diagrama unifilar general del proyecto Extensión Subestación Hub Poroma (Primera Etapa) y Enlace 500 kV Hub Poroma - Colectora

“Decenio de la Igualdad de Oportunidades para Mujeres y Hombres”
 “Año del Fortalecimiento de la Soberanía Nacional”
 “Año del Bicentenario del Congreso de la República del Perú”



Fuente: Propuesta definitiva de actualización del Plan de Transmisión 2023-2032 (Informe COES/DP-02-2022 - Figura 1.12)

Figura N° 8.7: Mapa de ubicación del proyecto Extensión Subestación Hub Poroma (Primera Etapa) y Enlace 500 kV Hub Poroma - Colectora



Fuente: Propuesta definitiva de actualización del Plan de Transmisión 2023-2032 (Informe COES/DP-02-2022 - Figura 1.11)

A2. Justificación del Proyecto

El proyecto L.T. 500 kV Colectora - “Hub” Poroma, es el adelanto de la línea de largo plazo Chilca - Colectora - Poroma en 500 kV, propuesto en el PT 2021-2030 para el largo plazo.

Este proyecto forma parte del eje longitudinal del esquema de transmisión troncal de 500 kV del SEIN y permite robustecer la transmisión alrededor de Poroma (Marcona), dando confiabilidad y mayor capacidad.

Además, los patios de 500 kV y 220 kV de la SE Poroma no son suficientes para atender los futuros proyectos de generación RER de la zona, por lo que se requiere nuevos patios de 220 kV y 500 kV. El proyecto permitirá atender a los nuevos proyectos de centrales eólicas de la zona de Ica (hasta aprox. 1400 MW).

Este proyecto servirá para atender los requerimientos de transmisión de Largo Plazo derivados del incremento del flujo de potencias de Poroma hacia Chilca a causa de los proyectos de generación RER en el Sur Medio y Sur.



Se estima que la generación RER eólica en la zona de Poroma - Marcona en el largo plazo (2032) podría alcanzar los 3000 MW. Para este escenario de máxima generación RER eólica, la capacidad del enlace existente Poroma - Chilca (840 MVA) resulta insuficiente, originando congestiones del orden de 80%.

A3. Presupuesto

El presupuesto total del proyecto, sin incluir IGV, es aproximadamente US\$ 106 millones. El desagregado se muestra en el siguiente cuadro:

Cuadro N° 8.5: Presupuesto del Anteproyecto por componentes (US\$)

Componentes	Costo directo	Costos indirectos		TOTAL
LT Hub Poroma-SE Colectora	29 355 570	7 473 478	25%	36 829 048
Hub Poroma	15 113 909	2 881 475	19%	17 995 384
SE Colectora	41 291 159	9 605 918	23%	50 897 077
Telecomunicaciones y control	488 280	63 968	13%	552 248
TOTAL	86 248 918	19 960 871	23%	106 273 757

Fuente: Elaboración DGE-MEM a partir de la Propuesta definitiva de actualización del Plan de Transmisión 2023-2032 (Anteproyecto: "Nueva SE Hub Poroma").

A4. Plazo de ejecución

Según el cronograma de actividades, la ejecución del proyecto es de 22 meses, sin incluir el periodo requerido para el proceso de aprobación y licitación de la concesión.

A5. Año requerido

El COES determina que técnicamente el proyecto se necesita a partir del año 2026. Sin embargo, tomando en cuenta que el proceso de aprobación y licitación puede tomar más tiempo del previsto en el cronograma, el COES indica que el año de puesta en operación comercial (POC) sería el año 2027.

B. COMENTARIOS Y OPINION

El proyecto "Extensión Subestación Hub Poroma (Primera Etapa) y Enlace 500 kV Hub Poroma - Colectora, ampliaciones y subestaciones asociadas" se sustenta en la necesidad de disponer de nuevos puntos de conexión de las futuras plantas de generación RER de la zona de Ica-Marcona al SEIN.

Según lo indicado por el COES, los proyectos de generación RER eólica evaluados e identificados en la zona de Ica- Marcona llegan a 3000 MW, por lo que se requiere incrementar la capacidad de conexión y transmisión del SEIN en la zona sur medio, a efectos de viabilizar la ejecución de estos proyectos.

C. RECOMENDACIONES

Se recomienda aprobar el proyecto como parte del Plan Vinculante del PT 2023-2032. Asimismo, en caso se requiera mayores detalles del equipamiento previsto para este proyecto se sugiere revisar el respectivo Anteproyecto "Nueva SE Bicentenario 500/220 kV" ubicado en el Volumen III de la Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2023-2032 del COES.

8.2.4 Equipos FACTS Serie de control de RSS en LT 500 kV Poroma-Colcabamba e instalaciones asociadas

A1. Características del Proyecto

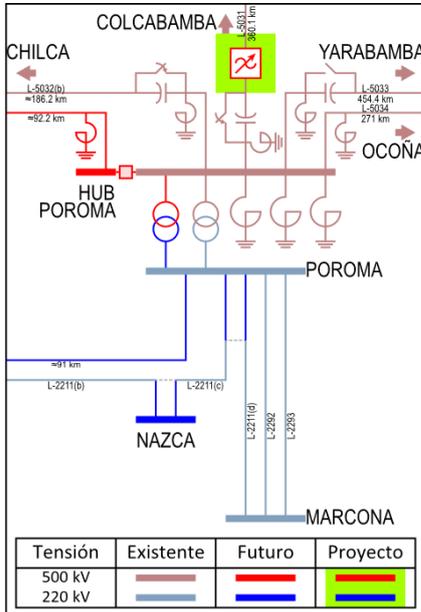
El proyecto consiste en la implementación de un Equipo de Control de Resonancia Subsíncrona (ECRSS o FACTS) a la salida de la línea de transmisión 500 kV Poroma-Colcabamba (L-5031), en la subestación Poroma. El equipo compensará hasta el 50% de la reactancia de la línea, según los criterios establecidos en el PR-20, y los que resulten de los análisis eléctricos de diseño del Proyecto. El ECRSS será instalado en la SE Poroma 500 kV, a la salida de la línea, y constará del siguiente equipamiento:

- Seccionador de línea
- Interruptor de transferencia
- ECRSS (FACTS)

El diagrama unifilar del proyecto y el mapa de ubicación se presentan en las siguientes figuras.

“Decenio de la Igualdad de Oportunidades para Mujeres y Hombres”
 “Año del Fortalecimiento de la Soberanía Nacional”
 “Año del Bicentenario del Congreso de la República del Perú”

Figura N° 8.7: Diagrama unifilar general del proyecto Equipos FACTS Serie de control de RSS en LT 500 kV Poroma-Colcabamba e instalaciones asociadas



Fuente: Propuesta definitiva de actualización del Plan de Transmisión 2023-2032 (Informe COES/DP-02-2022 - Figura 1.27)

Figura N° 8.8: Mapa de ubicación del proyecto Equipos FACTS Serie de control de RSS en LT 500 kV Poroma-Colcabamba e instalaciones asociadas



Fuente: Propuesta definitiva de actualización del Plan de Transmisión 2023-2032 (Informe COES/DP-02-2022 - Figura 1.26)

A2. Justificación del Proyecto

El proyecto de Equipos FACTS de control de RSS en LT 500 kV Poroma - Colcabamba, permite neutralizar los problemas de RSS que se presentan en los enlaces centro-sur.

Este proyecto se relaciona directamente con la instalación de equipos FACTS que se incluyen en el proyecto Nueva Subestación de Poroma - Colcabamba. En el marco del proyecto (Línea Chilca – Poroma 500 kV) se proponen como una solución integral al problema de compensación serie de la línea Chilca - Poroma. Con los equipos FACTS se neutraliza el problema de la compensación serie de las líneas de 500 kV Chilca - Poroma y Colcabamba – Poroma.

Además, el proyecto permite el control de los flujos de potencia por las líneas de 500 kV del Enlace Centro - Sur.



Finalmente, el COES indica que se verificó, con los estudios de RSS (barrido de frecuencia y simulaciones EMT), que con el ingreso de los proyectos vinculantes no se producirá riesgo de RSS en las unidades térmicas analizadas del SEIN en el horizonte del Plan de Transmisión

A3. Presupuesto

El presupuesto total del proyecto, sin incluir IGV, es aproximadamente US\$ 29 millones. El desagregado se muestra en el siguiente cuadro:

Cuadro N° 8.6: Presupuesto del Anteproyecto por componentes (US\$)

Item	Descripción	Precio Parcial USD
1.0	COSTOS TOTALES	
1.1	Suministro (S)	22,778,737.03
1.2	Transporte suministros (TS)	351.72
1.3	Montaje (M)	11,911.41
1.4	Obras Civiles (OC)	10,029.49
1.5	Diseño y Estudios (DyE)	1,200.00
2.0	COSTO DIRECTO	22,802,229.65
2.1	Gastos y Utilidades (GG y U)	3,974,677.99
3.0	COSTO INDIRECTO	0.00
	Costo Indirecto: Supervisión, gastos servidumbre, gastos financieros, gastos administrativos	
4.0	SUBTOTAL (SUB= CD + GG y U+Costo indirecto)	26,776,907.64
4.1	GERENCIAMIENTO (GER=9% SUBTOTAL)	2,409,921.69
5.0	COSTO TOTAL	29,186,829.32

Fuente: Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2023-2032 (Anteproyecto: “Equipos FACTS LT 500 kV Poroma-Colcabamba”)

A4. Plazo de ejecución

Según el cronograma de actividades, la ejecución del proyecto es de 29 meses, sin incluir el periodo requerido para el proceso de aprobación y licitación de la concesión.

A5. Año requerido

El COES determina que técnicamente el proyecto se necesita a partir del año 2026. Sin embargo, tomando en cuenta que el proceso de aprobación y licitación puede tomar más tiempo del previsto en el cronograma, el COES indica que el año de puesta en operación comercial (POC) sería el año 2027.

B. COMENTARIOS Y OPINION

Los problemas de oscilaciones torsionales que se presentaron el año 2016, al ponerse en operación la Central Térmica de Puerto Bravo, que no permitía operar adecuadamente el SEIN, fueron originadas por problemas de RSS. La presencia de este fenómeno fue estudiada por el COES con el apoyo de consultoras especializadas, llegando a plantearse y adoptarse medidas operativas de corto plazo, como la operación cortocircuitada (by-pass) del banco de capacitores serie (BCS) de la línea de 550 kV Chilca – Poroma.

En base al análisis del problema y de sus posibles soluciones, el COES plantea compensar las líneas 500 kV Chilca - Poroma y Colcabamba – Poroma, mediante sistemas de compensación serie controlables (FACTS) (*Flexible AC Transmission System*) que permiten, de manera eficaz, evitar la contribución de la compensación serie de las líneas de transmisión al fenómeno de RSS.

Si bien Osinergmin en sus observaciones plantea re examinar el proyecto de sistemas FACTS, por considéralos de elevado costo, y recomienda considerar alternativas de bancos de compensación serie (BCS), técnicamente los equipos FACTS proporcionan una mayor flexibilidad operativa no solo para el



control de RSS sino para el control de los flujos por las líneas de enlace centro-Sur, por lo que la solución propuesta por el COES constituye una mejor solución operativa.

Igualmente, Osinergmin objeta que con la instalación de los equipos FACTS se dejaran de operar los BCS de las líneas 500 kV Chilca - Poroma y Colcabamba – Poroma. Sin embargo, la opinión del MINEM es que se debe priorizar la solución integral al problema de RSS a efectos de garantizar la capacidad operativa de los enlaces Centro-Sur y evitar riesgos de desconexión total o parcial de la zona sur.

C. RECOMENDACIONES

Se recomienda aprobar el proyecto como parte del Plan Vinculante del PT 2023-2032. Asimismo, en caso se requiera mayores detalles del equipamiento previsto para este proyecto se sugiere revisar el Anteproyecto “Equipos FACTS LT 500 kV Poroma-Colcabamba” ubicado en el Volumen III de la Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2023-2032 del COES.

8.3 EVALUACIÓN DE LOS PROYECTOS VINCULANTES CORRESPONDIENTES A INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN DE CONEXIÓN (ITC)

8.3.1 Nueva Subestación “Hub” San José – Primera Etapa y Enlace 220 kV “Hub” San José – Repartición (Arequipa), ampliaciones y subestaciones asociadas

A1. Características del Proyecto

El Proyecto consiste en:

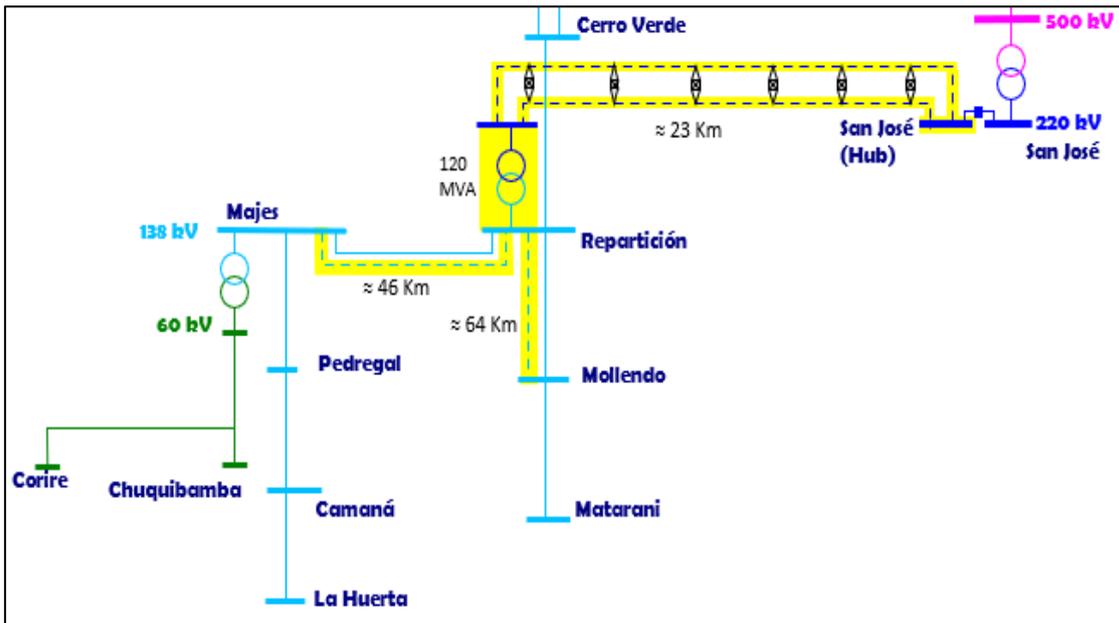
- La implementación de una nueva subestación Hub San José, 220 kV, próxima a la actual SE San José, a la cual se conectará mediante una línea de doble circuito, 220 kV, de 3.92 km;
- La ampliación de la SE Repartición 220/138 kV,
- Una línea de enlace Hub San José-Repartición de 220 kV, doble circuito de 17.4 km de longitud. (nota: en el resumen del documento del COES figura una longitud de 23 km. La longitud de 17.4 km ha sido obtenida del anteproyecto respectivo.
- En la SE Repartición se instalará un transformador 220/138 kV, 120 MVA (ONAF). Conformada por un banco de autotransformadores monofásicos 3x(30-30-10/40-40-12) MVA (ONAN/ONAF), 220/138/13.8kV, más una unidad de reserva.
- De la SE Repartición 138 kV se derivarán 2 líneas de 138 kV: una línea a la SE Majes, simple circuito de 46 km, y otra línea a la SE Mollendo, simple circuito de 69.5 km (en el informe Resumen del COES figura 64 km, en el anteproyecto respectivo 69.5 km)
- El proyecto se completa con las ampliaciones correspondientes en la SE San José, con 2 celdas de salida en 220 kV, la SE Majes con una celda de 138 kV y la SE Mollendo con una celda de 138 kV.

La SE Hub San José, es la primera etapa de una futura Subestación 500/220 kV, y será dimensionada para recibir la conexión de las plantas RER proyectadas en las inmediaciones de la SE San José.

El diagrama unifilar del proyecto y el mapa de ubicación se presentan en las siguientes figuras.

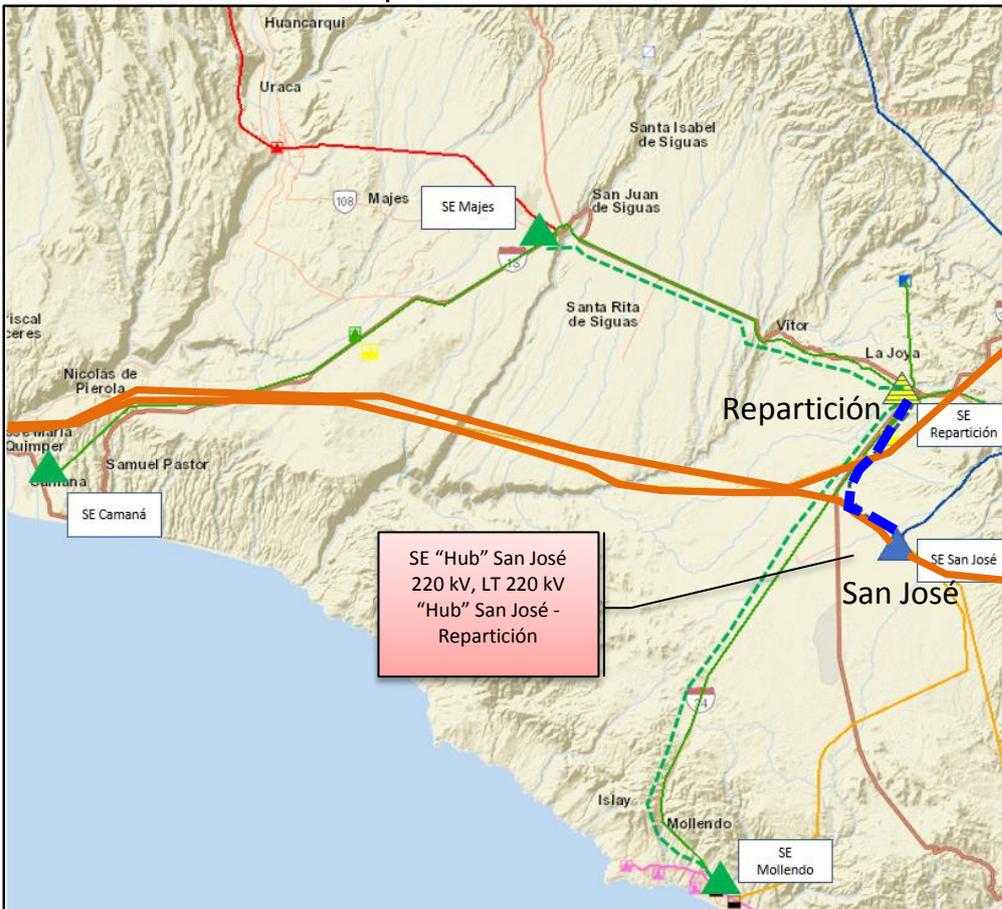
Figura N°8.9: Diagrama unifilar general del proyecto Nueva Subestación “Hub” San José – Primera Etapa y Enlace 220 kV “Hub” San José – Repartición

“Decenio de la Igualdad de Oportunidades para Mujeres y Hombres”
 “Año del Fortalecimiento de la Soberanía Nacional”
 “Año del Bicentenario del Congreso de la República del Perú”



Fuente: Propuesta definitiva de actualización del Plan de Transmisión 2023-2032 (Informe COES/DP-02-2022 - Figura 1.16)

Figura N° 8.10: Mapa de ubicación del proyecto Nueva Subestación “Hub” San José – Primera Etapa y Enlace 220 kV “Hub” San José – Repartición



Fuente: Propuesta definitiva de actualización del Plan de Transmisión 2023-2032 (Informe COES/DP-02-2022 - Figura 1.15)

A2. Justificación del Proyecto



“Decenio de la Igualdad de Oportunidades para Mujeres y Hombres”
 “Año del Fortalecimiento de la Soberanía Nacional”
 “Año del Bicentenario del Congreso de la República del Perú”

En el diagnóstico del Área de Demanda 9 (Región Arequipa) se aprecia que el sistema eléctrico de Repartición - Majes - Mollendo no cumple con el criterio de redundancia de transmisión (N-1). También se presenta déficit de capacidad de transmisión de suministro en el eje Socabaya, Repartición, Mollendo, Camaná.

Por lo tanto, el proyecto “Nueva Subestación “Hub” San José – Primera Etapa y Enlace 220 kV “Hub” San José – Repartición (Arequipa), ampliaciones y subestaciones asociadas” se plantea como una solución al problema de falta de capacidad para atender las demandas conectadas a las subestaciones Majes y Mollendo.

Por otra parte, la nueva subestación Hub San José, es una solución de largo plazo, para habilitar nuevos puntos de conexión al SEIN de los proyectos de generación solar de la zona sur oeste.

A3. Presupuesto

El presupuesto total del proyecto, según lo estimado por el COES es aproximadamente US\$ 110 millones. El desagregado por los principales componentes del proyecto se aprecia en los cuadros siguientes:

Cuadro N° 8.9: Presupuesto del Anteproyecto, por componentes. (US\$)

PRESUPUESTO DE SUBESTACIONES (US\$)						
Rubro	SE Hub San Jose	SE Repartición	SE Majes	Se Mollendo	SE San José	TOTAL
Suministros	2 774 272	5 993 505	553 092	515 502	1 837 679	11 674 050
Obras Civiles	3 340 082	1 881 782	282 799	120 043	537 030	6 161 736
Montaje	255 109	349 804	68 839	52 702	166 199	892 653
Costos prediales	9 078 000	3 177 300	115 700	201 140		12 572 140
SUB TOTAL	15 447 463	11 402 391	1 020 430	889 387	2 540 908	31 300 579
Ingeniería y Diseños						680 922
GG y Utilidades del contratista						1 410 878
Costos indirectos						9 793 985
TOTAL SIN IGV						43 186 364
PRESUPUESTO DE LINEAS DE TRANSMISION (US\$)						
Rubro	LT San Jose- Reparticion 220 kV	LT Reparticion- Majes 138 kV	LT Reparticion- Mollendo 138 kV	LT San Jose- Hub San Jose 220kV	Sistema de Comunicac. Y control	TOTAL
Suministros	1 948 226	2 984 791	4 515 192	498 033	675 648	10 621 890
Obras Civiles	455 194	994 126	1 435 412	203 943		3 088 675
Montaje	1 325 595	1 969 355	2 969 030	343 447		6 607 427
Costos prediales	4 126 396	9 293 380	14 041 085	934 998		28 395 859
SUB TOTAL	7 855 411	15 241 652	22 960 719	1 980 421	675 648	48 713 851
Ingeniería y Diseños						627 239
GG y Utilidades del contratista						1 939 220
Costos indirectos						15 040 515
TOTAL SIN IGV						66 320 825
TOTAL GENERAL						109 507 189

Fuente: Elaboración DGE-MEM a partir de la Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2023-2032 (Anteproyecto: “ITC 12 – SE Hub San José y Enlace Hub San José – Repartición (Arequipa)”).

Se hace notar que, a diferencia de los presupuestos presentados en otros anteproyectos del PT 2023-2032, en este caso se estiman los costos prediales que para las Subestaciones corresponden al precio de compra del terreno, y para las líneas de transmisión corresponde a los derechos de servidumbre.

Los precios de terreno para las subestaciones se obtuvieron a partir de información obtenida de inmobiliarias de la zona, cuyo valor es de US\$89/m². Para los costos de franja de servidumbre se consideró un valor equivalente al 10% del precio del terreno (US\$8.9/m²) y se calculó para el recorrido total de las líneas considerando el ancho de la franja de servidumbre correspondiente.



PERÚ

Ministerio
de Energía y Minas

“Decenio de la Igualdad de Oportunidades para Mujeres y Hombres”

“Año del Fortalecimiento de la Soberanía Nacional”

“Año del Bicentenario del Congreso de la República del Perú”

La inclusión de los costos prediales incrementa considerablemente el costo total del proyecto. En particular en la SE Hub San José el costo del terreno es del orden de US\$ 9 millones, superior al costo directo de las instalaciones de la primera etapa (US\$ 6.4 millones). El COES justifica este costo por cuanto los terrenos donde se ubicará la Hub San José, son de propiedad privada y los costos corresponde a los terrenos para las 2 etapas del proyecto Hub San José.

Para las líneas de transmisión, el costo predial resulta del orden de US\$28 millones, en tanto que el costo directo de construcción es solo de US\$ 20.3 millones. Observando los planos de recorrido de las líneas, que figuran en el anteproyecto respectivo, se aprecia que la mayor parte de las líneas recorren por zonas eriazas, sin uso agropecuario o minero, por lo que el supuesto efectuado por el COES para el cálculo del costo predial debería ser revisado antes del proceso de adjudicación de la concesión.

A4. Plazo de ejecución

Según el cronograma de actividades, la ejecución del proyecto es de 61 meses, incluyendo un periodo de 12 meses para el proceso de aprobación y licitación de la concesión.

A5. Año requerido

El COES determina que técnicamente el proyecto se necesita a partir del año 2023¹. Sin embargo, tomando en cuenta que el proceso de aprobación y licitación puede tomar más tiempo del previsto en el cronograma, el COES indica que el año de puesta en operación comercial (POC) sería el año 2027.

B. COMENTARIOS Y OPINION

El proyecto se justifica en la necesidad de garantizar el suministro eléctrico a las cargas de la zona de Majes-Camaná, y Mollendo-Matarani, aún en condiciones de contingencia N-1. En efecto, las actuales líneas en 138 kV que abastecen dichas cargas, son de simple circuito y de capacidad limitada. En la eventualidad de contingencias de salida de alguna de las líneas, se interrumpe el suministro eléctrico a Majes-Camaná, o Mollendo-Matarani.

Adicionalmente, en la zona de Majes y Mollendo se han desarrollado proyectos de plantas fotovoltaicas que requieren de capacidad de transmisión adecuada.

Sobre la configuración del proyecto, y en particular la inclusión de la primera etapa del Hub San José, Osinergmin formuló observaciones, indicando que los elevados costos de esta subestación no justificaban esta configuración, y que debería re examinarse la alternativa de suministro desde Yarabamba 220 kV, mediante una línea de doble circuito Yarabamba-Repartición, de 37 km de longitud.

Posteriormente, con el sustento del COES de que la SE Hub San José es solo la primera etapa de una futura subestación 500/220 kV que se requiere a largo plazo para la conexión de los proyectos de generación RER de la zona, Osinergmin manifestó su conformidad y aprobación al proyecto formulado por el COES.

Otra observación de Osinergmin, son los elevados costos del terreno para la SE Hub San José, y los elevados costos por km para las líneas de transmisión, tal como figuran en el anteproyecto, y que son mucho mayores que los utilizados en la comparación económica de alternativas.

Respecto a la SE Hub San José, COES sustenta que son terrenos de propiedad privada, por lo tanto, sujetos a precios comerciales. Sin embargo, no considera los mecanismos de expropiación de terrenos que podría aplicarse conforme a Ley, mediante el cual la valorización de los terrenos resulta menor al precio comercial.

En cuanto a los costos de servidumbre para las líneas, el COES valoriza al mismo precio unitario tanto los terrenos eriazos como los de uso agropecuario o minero. Sin embargo, según el recorrido de las líneas, la mayor parte es por terrenos eriazos, cuyo costo es prácticamente nulo por ser terrenos del Estado.

¹ El sistema existente no cumple con el criterio de confiabilidad ITC N-1.



PERÚ

Ministerio
de Energía y Minas

“Decenio de la Igualdad de Oportunidades para Mujeres y Hombres”
“Año del Fortalecimiento de la Soberanía Nacional”
“Año del Bicentenario del Congreso de la República del Perú”

Por lo tanto, el presupuesto correspondiente a “Costos prediales” debe revisarse y uniformizarse entre todos los proyectos del PT 2023-2032.

C. RECOMENDACIONES

Se recomienda aprobar el proyecto como parte del Plan Vinculante del PT 2023-2032, con la precisión de que el presupuesto de construcción sea revisado previo al proceso de licitación de la concesión.

El COES debe efectuar una adecuada revisión de los diferentes anteproyectos del PT 2023-2032, a efecto de mantener uniformidad en la presentación de los aspectos técnicos, los presupuestos y cronogramas de obras.

Asimismo, en caso se requiera mayores detalles del equipamiento previsto para este proyecto se sugiere revisar el Anteproyecto “ITC 12 – SE Hub San José y Enlace Hub San José – Repartición (Arequipa)” ubicado en el Volumen III de la Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2023-2032 del COES.

8.3.2 Reconfiguración Enlace 220 kV Chavarría – Santa Rosa – Carapongo, líneas, ampliaciones y subestaciones asociadas

A1. Características del Proyecto

El proyecto corresponde a las áreas de demanda 6 y 7. Comprende las siguientes componentes:

- Enlace 220 kV Carapongo – Cajamarquilla, ampliación 3er circuito. aproximadamente 5 km (aéreo)
- Enlace Subterráneo 220 kV Chavarría - San Martín.
- Nueva SE 220 kV San Martín (adjunto a SE Santa Rosa), equipamiento GIS y acometidas de líneas subterráneas.
- Desconexión de llegadas de LLTT Chavarría – Santa Rosa y Carapongo – Santa Rosa de SE Santa Rosa y conexión a SE San Martín
- Conexión de los dos transformadores 220/60 kV de ENEL de la SE Santa Rosa para ser alimentadas desde la SE San Martín. Incluye dos alimentadores 220 kV desde la SE San Martín con cable subterráneo para los transformadores 220/60 kV de ENEL y su separación del sistema de barras 220 kV de la SE Santa Rosa.

El enlace subterráneo 220 kV Chavarría - San Martín, doble circuito, tiene una longitud de 13 km, con una capacidad de transmisión de 400 MVA por circuito, Reemplazará a las líneas existentes L-2003/2004 Chavarría – Santa Rosa.

El proyecto incluye las dos (02) celdas de Llegada en la Futura Subestación San Martín 220 kV, dos (02) celdas de salida en la SE Chavarría 220 kV. Las cuatro celdas serán del tipo encapsulada en gas SF6 (GIS).

Para la Nueva subestación San Martín de 220 kV, se seccionará las líneas de 220 kV Carapongo – Santa Rosa L-2701/L-2702.

También se construirán líneas de derivación en 220 kV para su conexión a la nueva subestación San Martín, que comprende la desconexión de las llegadas de las líneas de 220 kV Carapongo – Santa Rosa L-2701/L-2702 en la subestación Santa Rosa para su conexión a la nueva subestación San Martín.

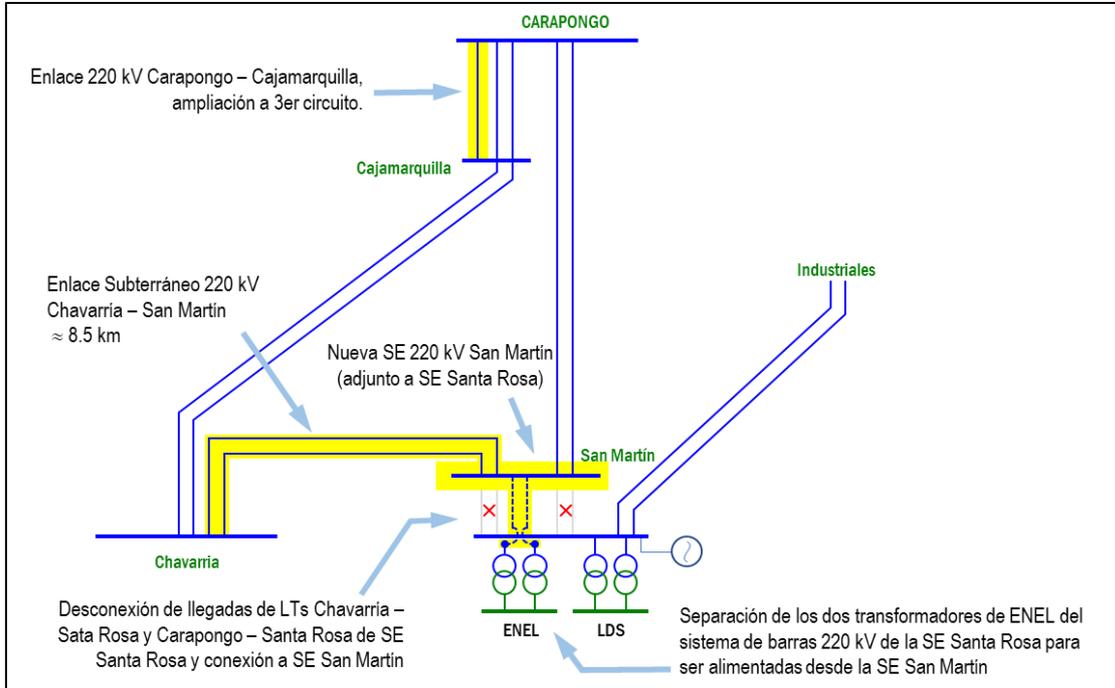
Asimismo, en la SE Santa Rosa se separará la conexión de los 2 transformadores de ENEL de las barras 220 kV de dicha subestación, para ser alimentadas desde la SE San Martín de manera independiente, mediante un enlace doble con cables subterráneos de 250 m longitud.

La Línea de transmisión Carapongo – Cajamarquilla de 220 kV (3er circuito), de 5.5 km de longitud, simple terna, incluye las ampliaciones en 220 kV en las subestaciones Carapongo y Cajamarquilla para las respectivas celdas de Llegada de la línea.

El diagrama unifilar del proyecto y el mapa de ubicación se presentan en las siguientes figuras.

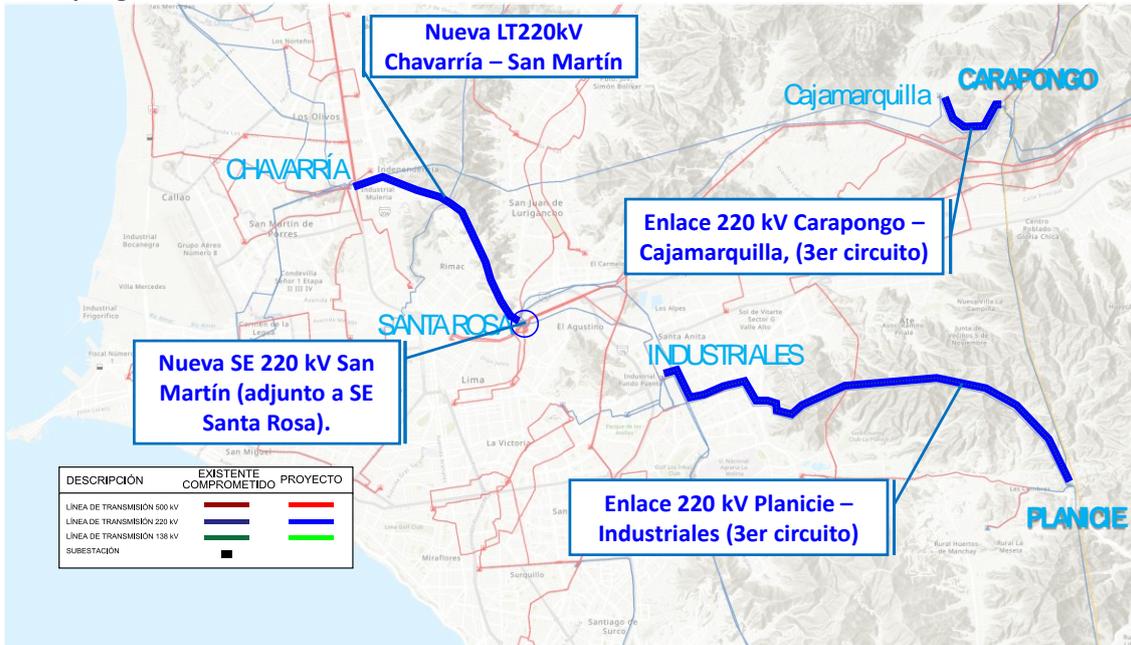
“Decenio de la Igualdad de Oportunidades para Mujeres y Hombres”
 “Año del Fortalecimiento de la Soberanía Nacional”
 “Año del Bicentenario del Congreso de la República del Perú”

Figura N° 8.11: Diagrama unifilar general del proyecto Reconfiguración Enlace 220 kV Chavarría – Santa Rosa – Carapongo



Fuente: Propuesta definitiva de actualización del Plan de Transmisión 2023-2032 (Informe COES/DP-02-2022 - Figura 1.19)

Figura N° 8.12: Mapa de ubicación del proyecto Reconfiguración Enlace 220 kV Chavarría – Santa Rosa – Carapongo



Fuente: Propuesta definitiva de actualización del Plan de Transmisión 2023-2032 (Informe COES/DP-02-2022 - Figura 1.4)

A2. Justificación del Proyecto

Según el diagnóstico de las áreas de demanda 6 y 7, que corresponde a los sistemas eléctricos de Lima Norte (eje Carapongo-Chavarría) y Lima Sur (eje Planicie-Industriales) los sistemas eléctricos no cumplen con el criterio de redundancia de transmisión (N-1). Además, se calculan altos niveles de cortocircuito al nivel de 220 kV.

Por lo tanto, el proyecto permite:

- Mejorar la confiabilidad de la transmisión 220 kV en el Sistema Lima Norte la zona del eje Carapongo – Chavarría (condición N-1).
- Contar con la disponibilidad de nuevas celdas 220 kV en:
 - S.E. Santa Rosa: se liberan (4) celdas LT AIS haciendo disponibles (8) celdas Híbridas (AIS/GIS) y se liberan (2) celdas 109 RAIS haciendo disponibles (4) celdas Híbridas (AIS/GIS).
 - S.E. Chavarría: se liberan (2) celdas LT AIS haciendo disponibles (4) celdas Híbridas (AIS/GIS).
 - Nueva S.E. San Martín – Se dispondrá de al menos 4 Celdas 220 kV GIS para líneas subterráneas.

A3. Presupuesto

El presupuesto total del proyecto, sin incluir IGV, es aproximadamente US\$ 77 millones. En los siguientes cuadros se presenta el desagregado por sub proyectos, en el cual se aprecia que el componente de mayor costo es la línea subterránea Chavarría-San Martín.

Cuadro N° 8.10: Presupuesto del Anteproyecto por componentes (US\$)

LINEA SUBTERRANEA CHAVARRIA-SAN MARTIN

Componentes	Costo directo	Costos indirectos		TOTAL
Línea subterránea Chavarría-S.Martin	43 712 265	15 509 807	35%	59 222 072 (*)
Ampliación SE San Martín	1 683 452	226 978	13%	1 910 430
Adecuación SE Chavarría	1 879 155	253 271	13%	2 132 426
Telecomunicaciones y control digital	463 943	66 775	14%	530 718
TOTAL	47 738 815	15 990 056	33%	63 795 646

(*) Incluye costos de servidumbre

NUEVA SE SAN MARTIN

Componentes	Costo directo	Costos indirectos		TOTAL
Nueva SE San Martín	5 852 348	1 069 197	18%	6 921 545
Ampliación SE Santa Rosa	268 994	47 348	18%	316 342
Derivación Carapongo-San Martín	172 680	61 322	36%	234 002 (*)
Conexión SE S.Martin-SE S.Rosa	858 909	303 760	35%	1 162 669 (*)
Telecomunicaciones y control digital	731 852	123 314	17%	855 166
TOTAL	7 884 783	1 604 941	20%	9 489 724

LINEA CARAPONGO-CAJAMARQUILLA

Componentes	Costo directo	Costos indirectos		TOTAL
Línea Carapongo-Cajamarquilla	558 130	176 509	32%	734 639 (*)
Ampliación SE Carapongo	867 578	115 849	13%	983 427
Ampliación SE Cajamarquilla	1 360 029	203 474	15%	1 563 503
TOTAL	2 785 737	495 832	18%	3 281 569

(*) Incluye costos de servidumbre

Fuente: Elaboración propia a partir de la Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2023-2032 (Anteproyectos: “ITC Enlace 220kV Chavarría – San Martín” y “ITC Nueva SE San Martín 220 kV y enlace C”).



PERÚ

Ministerio
de Energía y Minas

“Decenio de la Igualdad de Oportunidades para Mujeres y Hombres”
“Año del Fortalecimiento de la Soberanía Nacional”
“Año del Bicentenario del Congreso de la República del Perú”

A4. Plazo de ejecución

Según el cronograma de actividades, el plazo de ejecución de las distintas componentes del proyecto, sin incluir plazo para licitación de concesión, son:

- Enlace Subterráneo 220 kV Chavarría - San Martín: 30.5 meses
- Nueva SE San Martín y obras asociadas: 30 meses
- La Línea de transmisión Carapongo – Cajamarquilla: 30 meses

A5. Año requerido

El COES determina que técnicamente el proyecto se necesita a partir del año 2026. Sin embargo, tomando en cuenta que el proceso de aprobación y licitación puede tomar más tiempo del previsto en el cronograma, el COES indica que el año de puesta en operación comercial (POC) sería el año 2027.

B. COMENTARIOS Y OPINION

El proyecto “Reconfiguración Enlace 220 kV Chavarría – Santa Rosa – Carapongo, líneas, ampliaciones y subestaciones asociadas”, comprende 3 sub proyectos claramente diferenciados:

- Enlace Subterráneo 220 kV Chavarría - San Martín.
- Nueva SE San Martín y obras asociadas, incluyendo la derivación de las líneas de 220 kV Carapongo – Santa Rosa L-2701/L-2702 para su conexión a la nueva subestación San Martín, y la separación de los 2 transformadores de ENEL de las barras 220 kV de la SE Santa Rosa para ser alimentadas desde la SE San Martín.
- La Línea de transmisión Carapongo – Cajamarquilla

El conjunto de estos sub proyectos, permiten resolver los problemas diagnosticados en los sistemas eléctricos de Lima Norte y Lima Sur.

De los 3 sub proyectos, el de mayor magnitud y costo es el enlace subterráneo. Sin embargo, su necesidad se justifica puesto que el actual enlace aéreo Chavarría-Santa Rosa no tiene capacidad adecuada para las necesidades de expansión de la carga de la zona de Lima, y su repotenciación se dificulta por las restricciones urbanas.

Por otra parte, la separación de las barras de Santa Rosa permite reducir el nivel de cortocircuito, a valores compatibles con la capacidad de los interruptores de esta subestación.

C. RECOMENDACIONES

- Se recomienda aprobar el proyecto como parte del Plan Vinculante del PT 2023-2032.
- Se recomienda que los anteproyectos de la línea subterránea Chavarría-San Martín, y los de la SE San Martín y línea Carapongo-Cajamarquilla, sean integrados en uno solo, previo al proceso de licitación de concesión.
- Asimismo, en caso se requiera mayores detalles del equipamiento previsto para este proyecto se sugiere revisar los respectivos Anteproyectos “ITC Enlace 220kV Chavarría – San Martín” y “ITC Nueva SE San Martín 220 kV y enlace C” ubicados en el Volumen III de la Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2023-2032 del COES.

8.3.3 Nueva Subestación Muyurina 220 kV, Nueva Subestación Ayacucho, LT 220 kV Muyurina-Ayacucho, ampliaciones y Subestaciones asociadas

A1. Características del Proyecto

Este proyecto corresponde al área de demanda 5, y comprende las siguientes componentes:

- Construcción de una Nueva SE Muyurina 220 kV, que secciona las dos líneas 220 kV Campo Armiño – Cotaruse, en la zona denominada Muyurina. Incluye el tramo de derivación de 2.05 km (4 circuitos)



PERÚ

Ministerio
de Energía y Minas

“Decenio de la Igualdad de Oportunidades para Mujeres y Hombres”
“Año del Fortalecimiento de la Soberanía Nacional”
“Año del Bicentenario del Congreso de la República del Perú”

- LT 220 kV Muyurina - Ayacucho Oeste de 10.15 km, simple circuito.
- Nueva Subestación Ayacucho Oeste 220/66/22.9kV.
- Seccionamiento de la línea 220 kV Huancavelica - Mollepata para enlazarlo con la SE Ayacucho Oeste, y derivación hacia la SE Ayacucho Oeste mediante un tramo de línea de doble circuito y 5.7 km de longitud.
- Líneas de 60 kV para conectar la SE Ayacucho Oeste a la red existente, aproximadamente 0.8 km.

Como parte del proyecto se incluye la instalación de equipos de compensación serie controlados (FACTS) que se instalarán en la SE Muyurina a la salida de las líneas Muyurina-Cotaruse (2 circuitos).

La nueva subestación Muyurina en 220 kV será del tipo convencional con equipamiento del tipo AIS, con una configuración de doble barra con seccionador de transferencia. En la SE Muyurina se instalarán 04 bahía de línea 220kV, para la conexión de las líneas de doble terna L-2051 y 2052, 01 bahía de línea 220kV, para la conexión a la línea hacia la SE Ayacucho Oeste, y 01 bahía de acoplamiento de barras de 220kV. y contará con los espacios físicos de reserva para futuras ampliaciones.

La nueva subestación Ayacucho Oeste en 220 kV y 66 kV, serán del tipo convencional con equipamiento del tipo AIS, con una configuración de doble barra con seccionador de transferencia para 220 kV y en doble barra para 66 kV; y contará con los espacios físicos de reserva para ampliaciones futuras.

El equipamiento en 220 kV comprenderá:

- 01 transformador de potencia trifásico de 220/66/22.9 kV, 50/50/15 MVA (ONAF) con devanado de compensación en 22,9 kV.
- 01 bahía de línea 220 kV, para la conexión a la línea proveniente de la subestación Muyurina.
- 02 bahías de línea, para la conexión de la línea L-2145.
- 01 bahía de acoplamiento de barras.
- 01 bahía de transformación.

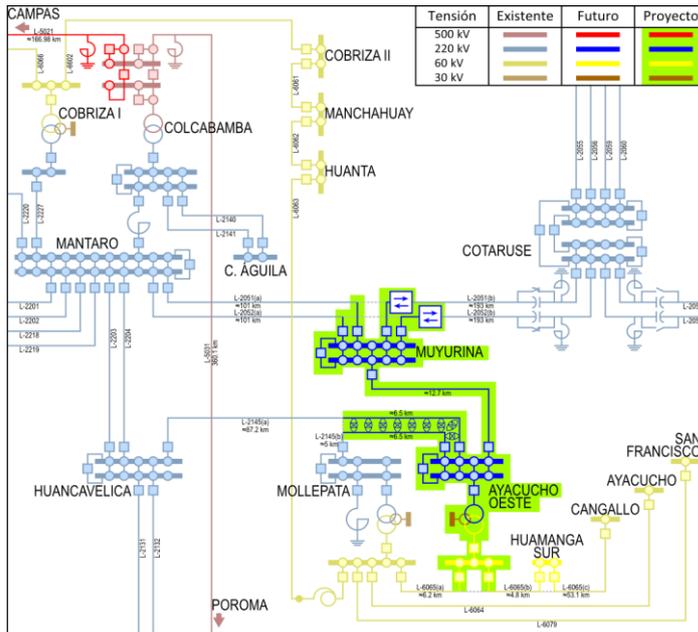
El equipamiento en 66 kV comprenderá:

- 02 bahías de línea, para la conexión de la línea L-6065.
- 01 bahía de acoplamiento de barras.
- 01 bahía de transformación.

El diagrama unifilar del proyecto y el mapa de ubicación se presentan en las siguientes figuras.

Figura N° 8.13: Diagrama unifilar general del proyecto Nueva Subestación Muyurina 220 kV, Nueva Subestación Ayacucho, LT 220 kV Muyurina-Ayacucho

“Decenio de la Igualdad de Oportunidades para Mujeres y Hombres”
 “Año del Fortalecimiento de la Soberanía Nacional”
 “Año del Bicentenario del Congreso de la República del Perú”



Fuente: Propuesta definitiva de actualización del Plan de Transmisión 2023-2032 (Informe COES/DP-02-2022 - Figura 4.27)

Figura N° 8.14: Mapa de ubicación del proyecto Nueva Subestación Muyurina 220 kV, Nueva Subestación Ayacucho, LT 220 kV Muyurina-Ayacucho



Fuente: Propuesta definitiva de actualización del Plan de Transmisión 2023-2032 (Informe COES/DP-02-2022 - Figura 4.28)

A2. Justificación del Proyecto

Según el diagnóstico efectuado por el COES, el sistema eléctrico de Ayacucho no cumple con el criterio de redundancia de transmisión (N-1). También presenta déficit de capacidad de transformación 220/66 kV.



Por lo tanto, el proyecto propuesto cumple con garantizar la seguridad del sistema Ayacucho ante contingencias N-1, y provee una mayor capacidad de transformación 220/66 kV.

A3. Presupuesto

El presupuesto del proyecto, sin incluir los equipos FACTS, y sin IGV, es aproximadamente US\$ 24 millones. A esto debe sumarse el costo total de los equipos FACTS que es aproximadamente US\$ 37 millones², por lo que el presupuesto total del proyecto es aproximadamente US\$ 61 millones. El desgregado por componentes se presenta en el siguiente cuadro:

Cuadro N° 8.11 Presupuesto del Anteproyecto por componentes (US\$)

Componentes	Costo directo	Costos indirectos (*)	TOTAL
Línea de derivación Muyurina	1 518 690	416 905	1 935 595
Nueva SE Muyurina	5 306 225	1 447 673	6 753 898
LT Muyurina-Ayacucho Oeste	1 243 757	367 180	1 610 937
Derivación 220 kVLT Huancavelica-Mollepata-Ayacucho Oeste	1 178 677	343 283	1 521 960
Nueva SE Ayacucho Oeste	7 652 121	1 999 156	9 651 277
Derivación 66 kV Ayacucho Oeste	66 823	21 005	87 828
Diseños y estudios		553 032	553 032
Gerenciamiento		1 659 096	1 659 096
TOTAL	16 966 294	6 807 330	23 773 624

Fuente: Elaboración propia a partir de la Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2023-2032 (Anteproyecto: "ITC 3 - LT 220 kV Muyurina-Ayacucho Oeste")

A4. Plazo de ejecución

Según el cronograma de actividades, la ejecución del proyecto es de 52.5 meses, incluyendo un periodo de 13 meses para el proceso de aprobación y licitación de la concesión.

A5. Año requerido

El COES determina que técnicamente el proyecto se necesita a partir del año 2023³. Sin embargo, tomando en cuenta que el proceso de aprobación y licitación puede tomar más tiempo del previsto en el cronograma, el COES indica que el año de puesta en operación comercial (POC) sería el año 2027.

B. COMENTARIOS Y OPINION

El proyecto "Nueva Subestación Muyurina 220 kV, Nueva Subestación Ayacucho, LT 220 kV Muyurina-Ayacucho, ampliaciones y Subestaciones asociadas", se justifica porque el actual sistema de suministro a Ayacucho se efectúa desde la SE Huancavelica, mediante la línea Huancavelica-Mollepata, 220 kV, de simple circuito. Evidentemente no se garantiza el criterio N-1, toda vez que, en el evento de salida o desconexión de esta línea, el sistema Ayacucho queda aislado y sin suministro eléctrico.

Por otra parte, la nueva SE Ayacucho Oeste, proporciona un nuevo punto de suministro a la red de la ciudad de Ayacucho, e incrementa la capacidad de transformación 220/66 kV, necesario para atender el incremento de la carga.

Este proyecto fue observado por Osinergmin, puesto que se incluye en él la instalación de equipos FACTS en la SE Muyurina, para la compensación reactiva serie de la línea Muyurina-Cotaruse. Estos equipos incrementan significativamente el costo total del proyecto, por lo que Osinergmin consideraba que la opción de menor costo era la alternativa de reforzar la conexión Huancavelica-Ayacucho con una segunda línea en paralelo a la existente Huancavelica-Mollepata; en esta alternativa no se alteraría la operación actual de la línea Mantaro-Cotaruse.

El COES precisó que, según el diagnóstico de operación del SEIN para el año 2028, se calcula que la línea Mantaro-Cotaruse presentará flujos mayores a 90% y 100% respecto a su capacidad contractual (505 MVA en total), y que en el escenario de alta generación renovable llega a 107% (sobrecarga).

² El presupuesto de los equipos FACTS fue extraído del Anteproyecto "EACS en LLTT 220 kV Muyurina-Cotaruse"

³ El sistema existente no cumple con el criterio de confiabilidad ITC N-1.



Además, que en contingencia N-1 la capacidad de transmisión por los enlaces Centro-Sur se calcula en 1740 MW. Los equipos FACTS permiten incrementar capacidad de transferencia Centro-Sur hasta 2000 MW en condiciones N-1.

Adicionalmente, con los equipos FACTS, a diferencia de la compensación estática (BCS), se tiene mayor flexibilidad operativa automática, por lo que se puede controlar los flujos y efectuar una mejor coordinación operativa con las líneas de 500 kV.

Por lo tanto, según sustenta el COES, la compensación serie de la línea Mantaro-Cotaruse con equipos FACTS es necesario, independientemente de las alternativas de suministro a la zona de Ayacucho.

Finalmente, Osinergmin manifestó su conformidad y opinión favorable para que el proyecto sea aprobado como parte del PT 2023-2032.

Al respecto, se opina que, siendo los equipos FACTS necesarios para el sistema trocal del SEIN, debería considerarse como proyectos independientes para efectos de los procesos de licitación de concesión y/o asignación de los peajes de transmisión.

C. RECOMENDACIONES

- Se recomienda aprobar el proyecto como parte del Plan Vinculante del PT 2023-2032.
- Examinar la posibilidad de asignarse como proyectos independientes el sistema de suministro a Ayacucho y los equipos de compensación serie FACTS.
- Asimismo, en caso se requiera mayores detalles del equipamiento previsto para este proyecto se sugiere revisar el Anteproyecto “ITC 3 - LT 220 kV Muyurina-Ayacucho Oeste” ubicado en el Volumen III de la Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2023-2032 del COES.

8.3.4 Nueva Subestación Palca 220 kV, LT 220 kV Palca-La Pascana, ampliaciones y Subestaciones asociadas (Arequipa)

A1 Características del Proyecto

Este proyecto corresponde al área de demanda 9 (SEAL), y comprende las siguientes componentes

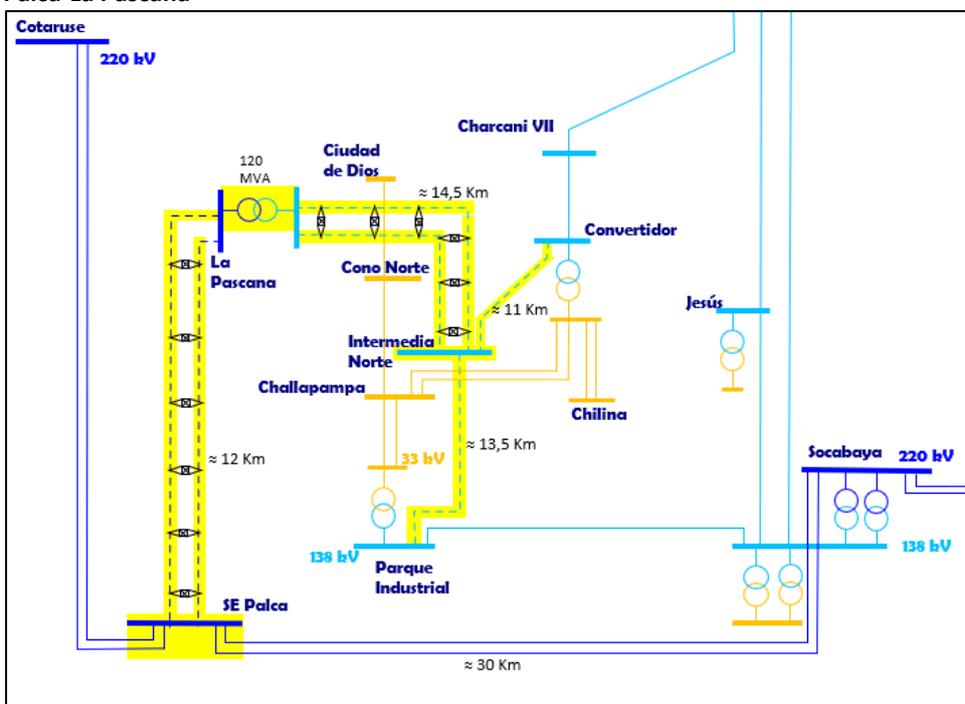
- Derivar los 2 circuitos de la línea Cotaruse-Socabaya, en un punto a 22 km de la SE Socabaya.
- Nueva SE Palca, configuración entrada salida de la línea Cotaruse (4 celdas 220 kV) y 2 celdas de salida hacia la SE La Pascana y una celda de acople de barras. Configuración tipo doble barra con seccionador de transferencia.
- Línea Palca-La Pascana de 220 kV, 2 circuitos.
- Nueva SE La Pascana con transformador 220/138 kV, 120 MVA y salidas en 220 y 138 kV. Configuración tipo doble barra más seccionador de transferencia en 220kV y doble barra en 138kV. Esta subestación estará equipada con:
 - un (01) banco de autotransformadores de potencia monofásicos 3x(30-30-10/40-40-12) MVA (ONAN/ONAF), 220/138/13.8kV, con regulación automática bajo carga (más una unidad de reserva).
 - En 220 kV: Dos celdas de línea hacia la SE Palca, una celda de transformador y una celda de acople de barras.
 - En 138 kV: Dos celdas de línea hacia la SE Intermedia Norte, una celda de transformador y una celda de acople de barras.
- Línea La Pascana-SE Intermedia Norte, 2 circuitos 138 kV
- SE Intermedia 138 kV, tipo doble barra, equipada con:
 - Dos (02) celdas de línea 138kV hacia la subestación La Pascana.
 - Una (01) celda de línea 138kV hacia la subestación Parque Industrial.
 - Una (01) celda de línea 138kV hacia la subestación Convertidor.
 - Una (01) celda de acople de barras 138kV.

“Decenio de la Igualdad de Oportunidades para Mujeres y Hombres”
 “Año del Fortalecimiento de la Soberanía Nacional”
 “Año del Bicentenario del Congreso de la República del Perú”

- SE Convertidor II, 138 kV. Nueva subestación cercana a la actual SE Convertidor de EGASA (aprox. a 90 m). Para la conexión de la SE Convertidor II se abrirá la línea 138kV Convertidor – Santuario, (conexión en “Pi”). Estará equipada con las siguientes celdas en 138 kV:
 - Sistema de barras flexible 138kV.
 - Una (01) celda de línea de llegada en 138 kV desde la subestación Santuario.
 - Una (01) celda de línea de llegada en 138 kV desde la subestación Intermedia Norte.
 - Una (01) de línea de llegada en 138 kV desde la subestación Convertidor.
- Ampliación de la SE Parque Industrial. En esta subestación se cambiará la configuración de “línea – transformador” a “barra simple”, con el objetivo de incluir la celda de llegada de la línea 138kV de la SE Intermedia Norte.
- Enlaces en 138 kV desde la SE Intermedia a las actuales subestaciones Convertidor y Parque Industrial (existentes). Líneas de simple circuito.
 A la salida de la SE Intermedia Norte, los dos enlaces se configuran como una línea de doble circuito, con un primer tramo subterráneo de 1 km de longitud, y 0.7 km de línea aérea, hasta un punto denominado vértice D1.
 Desde el vértice D1, el enlace hacia la SE Convertidor tiene dos tramos aéreos de 1.85 km y 2.29 km, y un tramo intermedio subterráneo de 0.88 km.
 Hacia la SE Parque Industrial la línea es en simple terna con postes metálicos y 7.12 km de longitud. Para disponer de la vía de servidumbre por la zona urbana, será necesario reubicar las LLTT 33 kV existentes Challapampa-Cono Norte de 3.08 km y Parque Industrial-Convertidor de 1.90 km.

El diagrama unifilar del proyecto y el mapa de ubicación se presentan en las siguientes figuras.

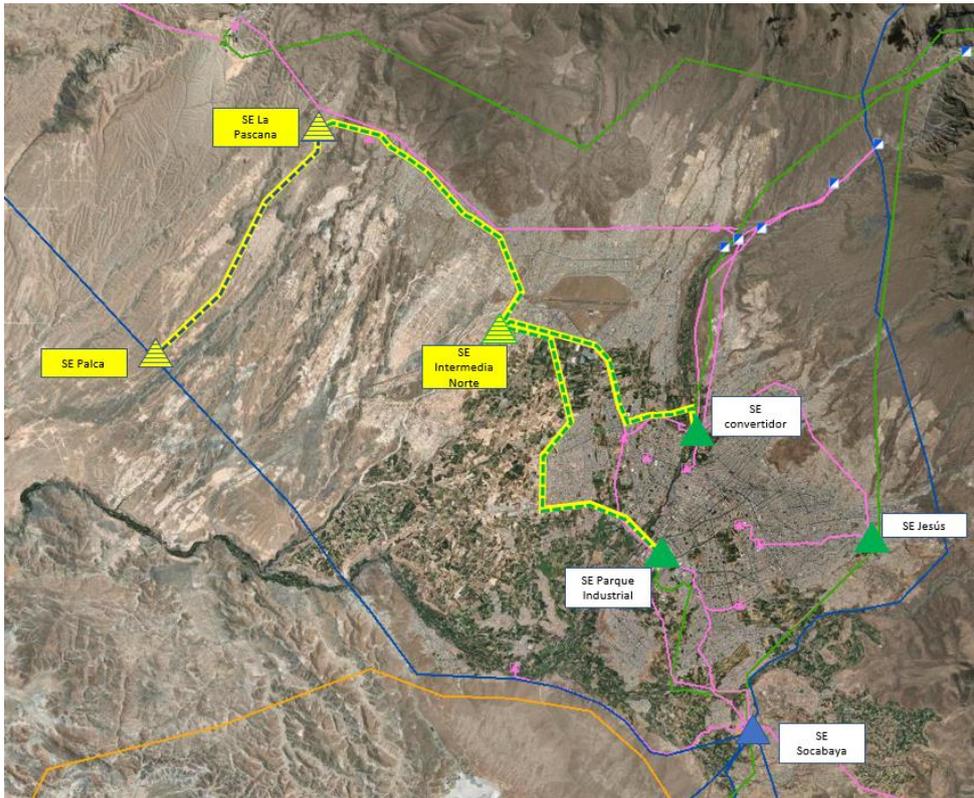
Figura N° 8.15: Diagrama unifilar general del proyecto Nueva Subestación Palca 220 kV, LT 220 kV Palca-La Pascana



Fuente: Propuesta definitiva de actualización del Plan de Transmisión 2023-2032 (Informe COES/DP-02-2022 - Figura 4.44)

Figura N° 8.16: Mapa de ubicación del proyecto Nueva Subestación Palca 220 kV, LT 220 kV Palca-La Pascana

“Decenio de la Igualdad de Oportunidades para Mujeres y Hombres”
 “Año del Fortalecimiento de la Soberanía Nacional”
 “Año del Bicentenario del Congreso de la República del Perú”



Fuente: Propuesta definitiva de actualización del Plan de Transmisión 2023-2032 (Informe COES/DP-02-2022 - Figura 4.45)

A2. Justificación del Proyecto

Según el diagnóstico del área de demanda 9, el sistema eléctrico de Arequipa no cumple con el criterio de redundancia de transmisión (N-1). También se presenta déficit de capacidad de transformación 220/138 kV.

El proyecto de Nueva SE Palca 220 kV y la LT 220 kV entre Palca - La Pascana, adiciona un nuevo punto de suministro en 220 kV, y permite superar el problema de falta de redundancia ante contingencias N-1.

Adicionalmente, brinda un punto de suministro adicional a la ciudad de Arequipa y a largo plazo la SE La Pascana podría atender las cargas de la zona Norte, que al año 2050 se estiman en 20 MW. Así mismo, las líneas proyectadas permiten contar con un corredor de transmisión para la instalación de nuevas subestaciones en 138 kV, toda vez que el nivel de 33 kV ya no es adecuado para la carga del sistema Arequipa.

A3. Presupuesto

El presupuesto del proyecto, sin incluir IGV, es aproximadamente US\$ 55 millones. El desagregado del presupuesto por componentes, se presenta en los siguientes cuadros:

Cuadro N° 8.12: Presupuesto del Anteproyecto por componentes (US\$)

LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

Componentes	Suministros	Obras Civiles	Montaje	Costos prediales	Costo directo	Costos indirectos	TOTAL
LT Palca - La Pascana 220 kv	1 936 489	485 186	1 306 819	1 474 516	5 203 010		5 203 010
LT La Pascana - Intermedia Norte 138 kv	1 626 349	1 374 641	702 323	874 762	4 578 075		4 578 075
LT Intermedia Norte - Convertidor II 138 kv	1 101 441	1 339 620	325 950	348 604	3 115 615		3 115 615
LT Intermedia Norte - Parque Industrial 138 kv	1 004 144	926 155	417 395	563 173	2 910 867		2 910 867
LT Convertidor II - Convertidor 138 kv	10 827		11 848		22 675		22 675
Sistema de comunicaciones	747 328				747 328		747 328
Desmontaje líneas 33 kv			144 535				-
Diseños, GG, Utilidades y otros						6 532 809	6 532 809
TOTAL	6 426 578	4 125 602	2 908 870	3 261 055	16 577 570	6 532 809	39% 23 110 379



PERÚ

Ministerio
de Energía y Minas

"Decenio de la Igualdad de Oportunidades para Mujeres y Hombres"

"Año del Fortalecimiento de la Soberanía Nacional"

"Año del Bicentenario del Congreso de la República del Perú"

SUBESTACIONES

Componentes	Suministros	Obras Civiles	Montaje	Costos prediales	Costo directo	Costos indirectos	TOTAL
SE La Pascana 220/138 kv	6 640 982	2 200 236	427 038	1 038 720	10 306 976		10 306 976
SE Intermedia Norte 138 kv	1 777 712	1 078 275	217 896	474 268	3 548 151		3 548 151
SE Convertidor II 138 kv	1 511 942	185 086	102 857	585 920	2 385 805		2 385 805
SE Palca 220 kv	4 095 864	1 335 963	349 364	46 400	5 827 591		5 827 591
ampliación SE Parque Industrial 138 kv	792 086	85 924	60 600		938 610		938 610
Diseños, GG, Utilidades y otros						9 309 163	9 309 163
TOTAL	14 818 586	4 885 484	1 157 755	2 145 308	23 007 133	9 309 163	40% 32 316 296
TOTAL DEL PROYECTO	21 245 164	9 011 086	4 066 625	5 406 363	39 584 703	15 841 972	40% 55 426 675

Fuente: Elaboración propia a partir de la Propuesta definitiva de actualización del Plan de Transmisión 2023-2032 (Anteproyecto: "ITC 11 – Enlace Palca-Pascana (Arequipa)"). Nota: En el cuadro Resumen General del Presupuesto, Anexo N° 1 del Anteproyecto respectivo, figura un monto total de US\$ 53 905 642, por un error en la suma de los componentes.

Como costo predial en el anteproyecto se considera US\$32 /m². Para la franja de servidumbre (aire), se asume un valor equivalente al 10% del costo del terreno de la zona. (toman como referencia información de empresas inmobiliarias).

Respecto a los costos prediales, se observa que el trazo de las líneas de transmisión pasa en la mayor parte por terrenos eriazos o por vías públicas, por lo que el cálculo efectuado por el COES debería ser revisado.

Asimismo, los terrenos para las SE Palca, La Pascana e Intermedia Norte, se ubican en zonas eriazas, por lo que la valorización del terreno no puede efectuarse a valores comerciales de terrenos de uso agrícola.

A4. Plazo de ejecución

Según el cronograma de actividades, la ejecución del proyecto es de 67 meses. Incluye un periodo de 11.5 meses para el proceso de aprobación y licitación de la concesión.

A5. Año requerido

El COES determina que técnicamente el proyecto se necesita a partir del año 2023⁴. Sin embargo, tomando en cuenta que el proceso de aprobación y licitación puede tomar más tiempo del previsto en el cronograma, el COES indica que el año de puesta en operación comercial (POC) sería el año 2027.

B. COMENTARIOS Y OPINION

El COES sustenta este proyecto, por cuanto el actual sistema de Arequipa no cumple con el criterio de contingencias N-1. En efecto, las actuales subestaciones Convertidor y Parque Industrial están conectadas a las subestaciones Charcani VII y Socabaya, solo con enlaces de simple circuito. En el evento de pérdida de estas líneas las cargas de Convertidor y Parque Industrial quedan sin servicio. Con el proyecto se configura un anillo de transmisión de 138 kV con dos puntos de suministro en 220 kV: la SE Socabaya y la nueva SE Palca.

Osinergmin observó este proyecto debido a que la SE La Pascana es solo una subestación de maniobra y transformación, pero no atiende ninguna carga de la zona. Podría replantearse la configuración del proyecto enlazando directamente la SE Palca con la SE Intermedia Norte. El transformador 220/138 kV podría instalarse en la SE Palca o en la SE Intermedia Norte. Esta reconfiguración además permitiría reducir la longitud de las líneas.

Finalmente, ante el argumento de que la SE La Pascana se proyecta como un punto de suministro adicional a la ciudad de Arequipa para atender a largo plazo las cargas de la zona Norte y la expansión urbana de la ciudad de Arequipa, Osinergmin manifestó su conformidad y otorgó su opinión favorable para que el proyecto sea incluido en el PT 2023-2032.

⁴ El sistema existente no cumple con el criterio de confiabilidad ITC N-1.

Respecto al presupuesto de costos prediales, se hace notar que el cálculo de los costos de servidumbre de las líneas, no toma en cuenta que la mayor parte del recorrido de las líneas es por terrenos eriazos o por vías públicas, por lo que los costos de servidumbre deberían ser revisados, previo al proceso de licitación de la concesión. De manera similar el costo de los terrenos para las subestaciones nuevas ubicadas en terrenos eriazos.

C. RECOMENDACIONES

- Se recomienda aprobar el proyecto como parte del Plan Vinculante del PT 2023-2032.
- Se recomienda revisar los costos de terreno para las subestaciones nuevas, y los costos de servidumbre para las líneas de transmisión, considerando que gran parte son terrenos eriazos.
- Asimismo, en caso se requiera mayores detalles del equipamiento previsto para este proyecto se sugiere revisar el Anteproyecto “ITC 11 – Enlace Palca-Pascana (Arequipa)” ubicado en el Volumen III de la Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2023-2032 del COES.

8.3.5 Enlace 220 kV Aguaytía – Pucallpa, subestaciones, líneas y ampliaciones asociadas

A1 Características del Proyecto

El proyecto corresponde al área de demanda 14 (Pucallpa).

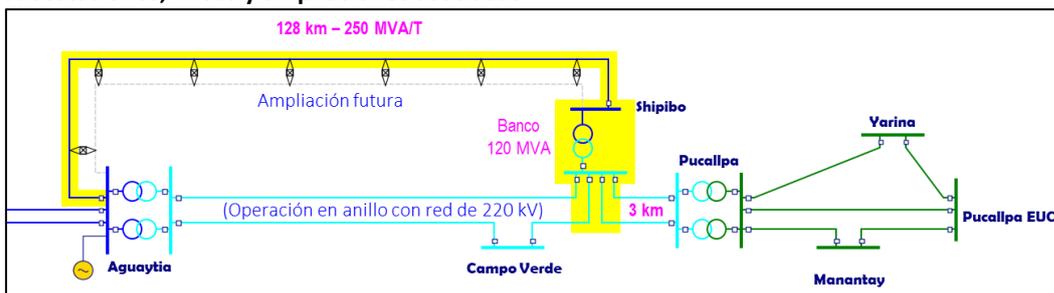
Comprende las siguientes instalaciones:

- Subestación Shipibo 220/138/22.9 kV
- Ampliación SE Aguaytía 220 kV, con una celda de salida para la línea Aguaytía-Shipibo
- LT 220 kV SE Shipibo – SE Aguaytía, de aproximadamente 128.7 km. Potencia de transmisión de 250MVA por terna. Las estructuras serán para dos ternas, pero se instalará solo una.
- Seccionamiento de las líneas Aguaytía – Pucallpa L-1125/L-1156 (2 circuitos), en un punto a 3 km de la SE Pucallpa, y los tramos de línea necesarios para conectar la SE Shipibo.

Las barras de 220 kV de la SE Shipibo, serán del tipo doble barra con seccionador de transferencia y del tipo doble barra en 138 kV. Contará con los espacios físicos de reserva para las ampliaciones futuras.

El diagrama unifilar del proyecto y el mapa de ubicación se presentan en las siguientes figuras.

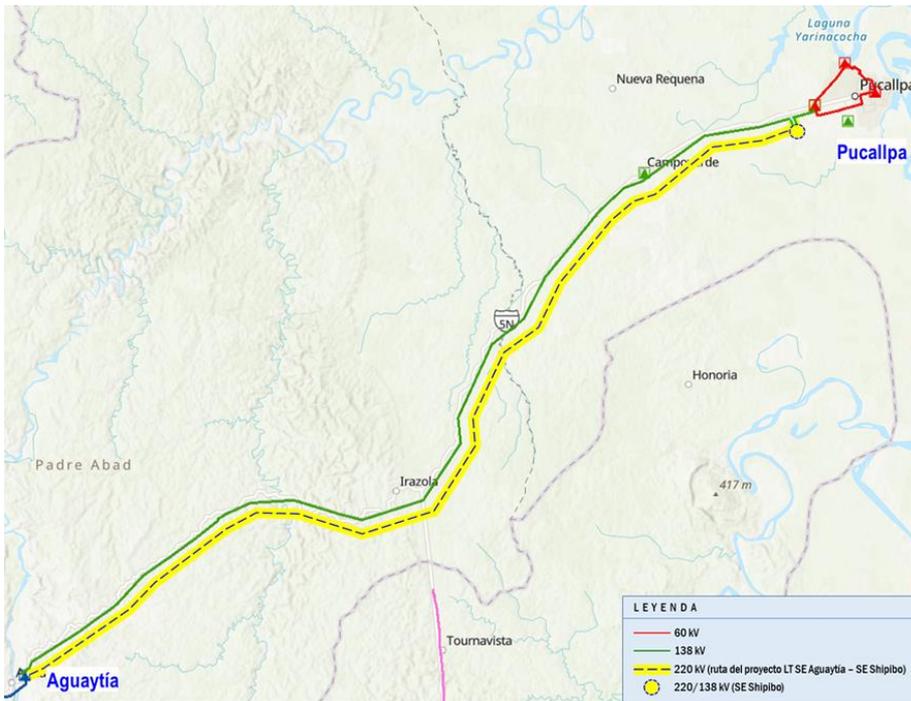
Figura N° 8.17: Diagrama unifilar general del proyecto Enlace 220 kV Aguaytía – Pucallpa, subestaciones, líneas y ampliaciones asociadas



Fuente: Propuesta definitiva de actualización del Plan de Transmisión 2023-2032 (Informe COES/DP-02-2022 - Figura 4.60)

Figura N° 8.18: Mapa de ubicación del proyecto Enlace 220 kV Aguaytía – Pucallpa, subestaciones, líneas y ampliaciones asociadas

“Decenio de la Igualdad de Oportunidades para Mujeres y Hombres”
 “Año del Fortalecimiento de la Soberanía Nacional”
 “Año del Bicentenario del Congreso de la República del Perú”



Fuente: Propuesta definitiva de actualización del Plan de Transmisión 2023-2032 (Informe COES/DP-02-2022 - Figura 4.61)

A2. Justificación del Proyecto

El actual sistema de suministro de la ciudad de Pucallpa es desde la SE Aguaytía, mediante una línea de doble terna 138 kV. En el horizonte de largo plazo este esquema no es suficiente en capacidad y en confiabilidad, y no cumple el criterio N-1.

El proyecto propuesto cumple con el objetivo de mejorar la confiabilidad de la transmisión y reforzar la capacidad de suministro a las cargas de Pucallpa y Campo Verde. Adicionalmente, el proyecto facilitará a la Empresa de Distribución la migración de su sistema de sub transmisión de 60 a 138 kV.

A3. Presupuesto

El presupuesto estimado con costos referidos a los anteproyectos es aproximadamente US\$ 40 millones. El desgastado se muestra en el siguiente cuadro.

Cuadro N°8.13: Presupuesto del Anteproyecto, por componentes. (US\$)

Componentes	Suministros	Obras Civiles	Montaje	Costos prediales	Costo directo	Costos indirectos	TOTAL
Ampliación de SE Aguaytía 220kV	400 734	33 405	46 419	-	480 558	100 255	580 813
Nueva SE Shipibo 220/60/22.9kV	6 081 147	1 888 870	817 143	2 464	8 789 624	2 122 974	10 912 597
LT 220 kV Doble Terna Aguaytía - Shipibo	8 840 771	4 413 320	5 398 599	17 726	18 670 416	5 359 053	24 029 469
LT 138 kV Doble Terna Shipibo - Derivación	205 340	80 219	144 882	-	430 440	124 351	554 791
Diseños						927 402	927 402
Gerenciamiento						2 782 205	2 782 205
TOTAL	15 527 992	6 415 814	6 407 042	20 190	28 371 038	11 416 240	39 787 277

Fuente: Elaboración propia a partir de la Propuesta definitiva de actualización del Plan de Transmisión 2023-2032 (Anteproyecto: “ITC 16 - Enlace 220 kV Aguaytía – Pucallpa”)

A4. Plazo de ejecución

Según el cronograma de actividades, la ejecución del proyecto es de 52 meses, incluyendo el periodo requerido para el proceso de aprobación y licitación de la concesión, estimado en 12 meses. Si el



PERÚ

Ministerio
de Energía y Minas

“Decenio de la Igualdad de Oportunidades para Mujeres y Hombres”
“Año del Fortalecimiento de la Soberanía Nacional”
“Año del Bicentenario del Congreso de la República del Perú”

proceso de licitación se iniciase el 1 de enero 2023, el proyecto podría entrar en servicio el segundo trimestre del 2027.

A5. Año requerido

El COES determina que técnicamente el proyecto se necesita a partir del año 2027. Asimismo, tomando en cuenta el proceso de aprobación y licitación del proyecto, el año de puesta en operación comercial (POC) también coincidirá con el año 2027.

B. COMENTARIOS Y OPINION

El proyecto permite reforzar y ampliar la capacidad de suministro a las cargas de la zona de Pucallpa, puesto que la actual línea de 138 kV Aguaytía-Pucallpa, tiene un alto nivel de carga y no garantiza la continuidad del suministro a Pucallpa en el evento de salida de uno de los 2 circuitos (criterio N-1).

Adicionalmente, se instala una nueva subestación en las proximidades de la red de 60 kV de Pucallpa, permitiendo que en el futuro esta red migre hacia la tensión de 138 kV.

Osinermin observó este proyecto, argumentando que se mantenía un solo punto de suministro al sistema de Pucallpa, que es la SE Pucallpa 138 kV, puesto que la línea proyectada llega a una nueva SE Shipibo que no atiende ninguna carga de la zona, y que se conecta con la SE Pucallpa en 138 kV con los tramos de las 2 líneas existentes, lo cual no garantiza un adecuado y seguro suministro a Pucallpa. Por lo que se pudo optar por otras alternativas que incluyen una nueva SE Pucallpa Nueva 220/138 kV alimentada desde Aguaytía con 1 circuito, y el enlace Pucallpa Nueva con la SE Campo Verde (existente).

Al respecto, el COES precisó que, los eventuales problemas de falta de capacidad del tramo Shipibo-Pucallpa se presentarían recién en el largo plazo (posterior al 2032), por lo que, en tal oportunidad se pueden formular nuevos enlaces en función del crecimiento de la carga y la expansión urbana.

Finalmente, Osinermin dio su conformidad y opinión favorable para incluir este proyecto ITC en el plan vinculante del PT 2023-2032.

C. RECOMENDACIONES

Se recomienda aprobar el proyecto como parte del Plan Vinculante del PT 2023-2032. Asimismo, en caso se requiera mayores detalles del equipamiento previsto para este proyecto se sugiere revisar el Anteproyecto “ITC 16 - Enlace 220 kV Aguaytía – Pucallpa” ubicado en el Volumen III de la Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2023-2032 del COES.

8.3.6 Incremento de la Confiabilidad 138-60KV del Sistema Eléctrico de Tarma – Chanchamayo.

A1 Características del Proyecto

El presente proyecto tiene como alcance, las siguientes instalaciones:

- Ampliación en de la subestación Campas: 220 kV, 138 kV y 60 kV.
- Ampliaciones en la subestación La Virgen 138 kV
- Ampliaciones en la subestación Chanchamayo 60 kV
- Línea de Transmisión La Virgen – Campas de 138 kV, de aprox. 10.54 Km, simple circuito.
- Línea de Transmisión Campas – Chanchamayo de 60 kV, de aprox.9.53 km, simple circuito.

En la SE Campas, actualmente de 500/220 kV, se efectuarán las siguientes ampliaciones:

- Implementación de un banco de autotransformadores monofásicos 220/138/22.9 kV de 3x(40/40/15 MVA) ONAN y 3x(50/50/20 MVA) ONAF, Yy0/d, más una unidad monofásica de reserva.
- Implementación de una celda de transformación 220 kV del tipo GIS.
- Implementación de un transformador (138 ± 10x1%)/60/22.9 kV, 40/40/12 MVA (ONAN) y 50/50/15 MVA (ONAF).

“Decenio de la Igualdad de Oportunidades para Mujeres y Hombres”
 “Año del Fortalecimiento de la Soberanía Nacional”
 “Año del Bicentenario del Congreso de la República del Perú”

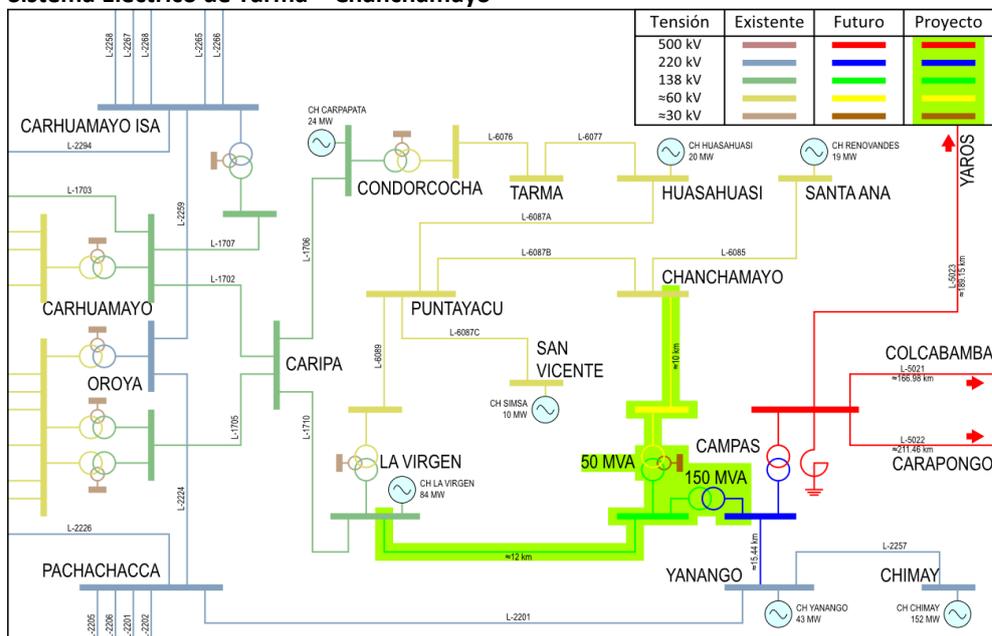
- Implementación de patio en 138 kV en doble barra y 04 celdas en 138 kV: una para el autotransformador 220/138/33 kV, una para el transformador 138/60/22.9 kV, una de acople y una de LT hacia la SE La Virgen.
- Implementación de patio en 60 kV en simple barra y con dos celdas en 60 kV: una para el transformador 138/60/22.9 kV y otra para LT 60 kV hacia SE Chanchamayo.

La ampliación de la SE La Virgen 138kV, de configuración simple barra más barra de transferencia, consistirá en instalar una celda de salida para la línea la Virgen-Campas.

La ampliación de la SE Chanchamayo consistirá en la instalación de una celda de llegada de la línea Campas-Chanchamayo 60 kV.

El diagrama unifilar del proyecto y el mapa de ubicación se presentan en las siguientes figuras.

Figura N° 8.19: Diagrama unifilar general del proyecto Incremento de la Confiabilidad 138/60KV del Sistema Eléctrico de Tarma – Chanchamayo



Fuente: Propuesta definitiva de actualización del Plan de Transmisión 2023-2032 (Informe COES/DP-02-2022 - Figura 1.29)

Figura N° 8.20: Mapa de ubicación del proyecto Incremento de la Confiabilidad 138/60KV del Sistema Eléctrico de Tarma – Chanchamayo



Fuente: Propuesta definitiva de actualización del Plan de Transmisión 2023-2032 (Informe COES/DP-02-2022 - Figura 1.28)

A2. Justificación del Proyecto

Este proyecto robustece la transmisión de la zona de La Virgen - Chanchamayo, dando seguridad y evitando los colapsos en esta zona. Los beneficios principales en el SEIN son:

- Evita el colapso del sistema de Chanchamayo y la pérdida de la generación (120 MW) debido a salida de la LT 138 kV Caripa - La Virgen.
- Evita el colapso del sistema de Chanchamayo ante las salidas de LLTT 60 kV de la zona.

Por otra parte, los estudios de estabilidad del sistema muestran que:

- En la situación actual (Sin el proyecto) ante fallas bifásicas con desconexión definitiva de la línea de 138 kV Caripa - La Virgen, se observa la desconexión por sobrefrecuencia de las centrales hidroeléctricas La Virgen y Renovandes, quedando la zona de La Virgen - Chanchamayo sin suministro eléctrico y el SEIN perdería un total 120 MW de generación.
- Con el proyecto se logra tener redundancia ante salida de la línea de 138 kV Caripa - La Virgen, por lo que la zona La Virgen - Chanchamayo quedaría aún conectada al SEIN y se mantiene la estabilidad de esta zona.

Por lo tanto, con el proyecto no se pierde la carga de la zona La Virgen - Chanchamayo y la generación (120 MW en promedio) quedaría conectada al SEIN, sin experimentar desbalances de frecuencias.

A3. Presupuesto

El presupuesto total del proyecto es aproximadamente US\$ 14 millones. El desagregado por componentes se aprecia en el siguiente cuadro.

Cuadro N° 8.14: Presupuesto del Anteproyecto por componentes. (US\$)



“Decenio de la Igualdad de Oportunidades para Mujeres y Hombres”
 “Año del Fortalecimiento de la Soberanía Nacional”
 “Año del Bicentenario del Congreso de la República del Perú”

Componentes	Suministros	Obras Civiles	Montaje	Costos prediales	Costo directo	Costos indirectos	TOTAL
Ampliación de CH La Virgen	253 516	29 275	36 435	-	319 226	69 565	388 791
Ampliación SE Campas 220/138/60kV	5 244 904	1 670 381	696 168	2 464	7 613 917	1 843 965	9 457 882
LT 138 kV Simple Tema Campas - La Virgen	339 773	263 086	241 408	1 457	845 725	257 165	1 102 890
LT 60 kV Doble Tema Campas - Chanchamayo	372 542	283 282	212 931	758	869 512	252 294	1 121 806
Gastos administrativos del titular						268 578	268 578
Diseños y Estudios (3%)						316 750	316 750
Gerenciamiento						950 250	950 250
TOTAL	6 210 735	2 246 023	1 186 942	4 679	9 648 380	3 958 568	41% 13 606 948

Fuente: Elaboración propia a partir de la Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2023-2032 (Anteproyecto: “Incremento Confiabilidad 138/60 kV Tarma-Chanchamayo”).

A4. Plazo de ejecución

Según el cronograma de actividades, la ejecución del proyecto es de 46 meses, incluyendo el periodo requerido para el proceso de aprobación y licitación de la concesión de 12 meses. Si el proceso de licitación se inicia el 1 de enero 2023, el proyecto se pondría en servicio el cuarto trimestre año 2026.

A5. Año requerido

El COES determina que técnicamente el proyecto se necesita a partir del año 2027. Asimismo, tomando en cuenta el proceso de aprobación y licitación del proyecto, el año de puesta en operación comercial (POC) también coincidirá con el año 2027.

B. COMENTARIOS Y OPINION

Según el diagnóstico de la situación actual, sin el proyecto, el COES determina que el sistema en la zona de La Virgen-Chanchamayo presenta falta de capacidad para soportar fallas que den lugar a la salida de la línea Caripa - La Virgen de 138 kV. En este evento se desconectan las centrales hidroeléctricas La Virgen y Renovandes por sobrefrecuencia, quedando la zona de La Virgen - Chanchamayo sin suministro eléctrico y el SEIN perdería un total 120 MW de generación.

Por otra parte, con el proyecto se refuerza el sistema de 60 kV de la zona Tarma-Chanchamayo, puesto que se dispondrá de un nuevo punto de suministro mediante la línea Campas-Chanchamayo.

C. RECOMENDACIONES

Se recomienda aprobar el proyecto como parte del Plan Vinculante del PT 2023-2032. Asimismo, en caso se requiera mayores detalles del equipamiento previsto para este proyecto se sugiere revisar el Anteproyecto “Incremento Confiabilidad 138/60 kV Tarma-Chanchamayo” ubicado en el Volumen III de la Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2023-2032 del COES.

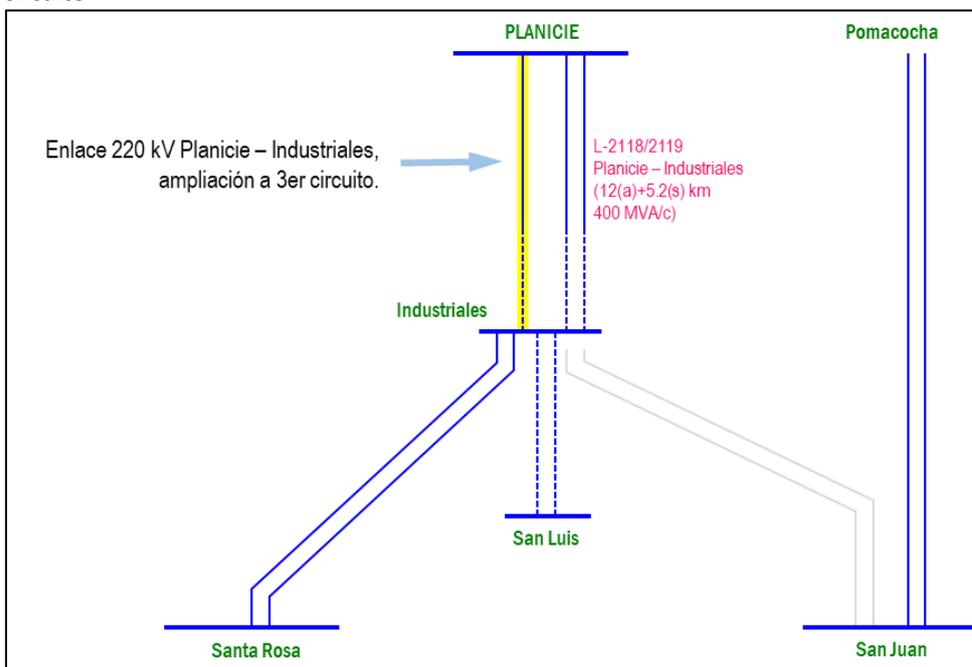
8.3.7 Proyecto Enlace 220 kV Planicie – Industriales, ampliación a 3er circuito. (Proyecto ITC)

A1. Características del Proyecto

El proyecto comprende la construcción e instalación de una LT 220 kV Planicie - Industriales (Tercer circuito) con 15 km de longitud y 400 MVA de capacidad de diseño.

El diagrama unifilar del proyecto y el mapa de ubicación se presentan en las siguientes figuras.

Figura N° 8.21: Diagrama unifilar del proyecto Enlace 220 kV Planicie - Industriales, ampliación a tercer circuito



Fuente: Propuesta definitiva de actualización del Plan de Transmisión 2023-2032 (Informe COES/DP-02-2022 - Figura 1.31)

Figura N° 8.22: Mapa de ubicación del proyecto Enlace 220 kV Planicie – Industriales



Fuente: Propuesta definitiva de actualización del Plan de Transmisión 2023-2032 (Informe COES/DP-02-2022 - Figura 1.30)

A2. Justificación del Proyecto

El sistema eléctrico Lima Sur (eje Planicie Industriales) no cumple con el criterio de redundancia de transmisión (N 1). Por lo tanto, para mejorar la confiabilidad de la transmisión 220 kV en el Sistema Lima Sur, en la zona del eje Planicie – Industriales (condición N-1) se requiere el proyecto “Enlace 220 kV Planicie – Industriales, ampliación a 3er circuito”.

A3. Presupuesto

El presupuesto total del proyecto, sin incluir IGV, es aproximadamente US\$ 17 millones. El desgagado se muestra en el siguiente cuadro:

**PERÚ****Ministerio
de Energía y Minas**

“Decenio de la Igualdad de Oportunidades para Mujeres y Hombres”
 “Año del Fortalecimiento de la Soberanía Nacional”
 “Año del Bicentenario del Congreso de la República del Perú”

Cuadro N° 8.15: Presupuesto del Anteproyecto, por componentes (US\$)

Item	Descripción	Precio Parcial USD
1.0	SUBESTACIONES	1,050,163.06
	Suministros subestaciones	861,312.47
	Montaje subestaciones	133,132.42
	Obras civiles subestaciones	55,718.17
	Costo predial	0.00
2.0	LINEAS DE TRANSMISIÓN	11,105,662.32
	Suministros de líneas de transmisión	6,992,412.80
	Montaje líneas de transmisión	1,138,430.26
	Obras civiles líneas de transmisión	2,945,539.65
	Costo predial	29,279.61
3.0	COSTOS INDIRECTOS	2,136,469.06
4.0	GASTOS GENERALES Y UTILIDADES (% Montaje y OC)	854,254.58
5.0	DISEÑOS Y ESTUDIOS	389,424.01
6.0	SUB TOTAL	15,535,973.03
7.0	OTROS	1,168,272.03
	Gerenciamiento	1,168,272.03
8.0	TOTAL USD (SIN IGV)	16,704,245.06

Fuente: Propuesta definitiva de actualización del Plan de Transmisión 2023-2032 (Anteproyecto: “ITC 8 - Enlace 220 kV Planicie - Industriales 3er circuito”)

A4. Plazo de ejecución

Según el cronograma de actividades, la ejecución del proyecto es aproximadamente 46 meses, el cual incluye el periodo de 13 meses para el proceso de promoción, licitación y adjudicación del proyecto.

A5. Año requerido

El COES determina que técnicamente el proyecto se necesita a partir del año 2026. Sin embargo, tomando en cuenta que el proceso de aprobación y licitación puede tomar más tiempo del previsto en el cronograma, el COES indica que el año de puesta en operación comercial (POC) sería el año 2027.

B. COMENTARIOS Y OPINION

El COES justifica este proyecto porque el actual sistema eléctrico Lima Sur (eje Planicie Industriales) no cumple con el criterio de redundancia de transmisión (N 1), razón por la cual el COES propone el proyecto “Enlace 220 kV Planicie – Industriales, ampliación a 3er circuito”. El beneficio de este proyecto es la mejora de la confiabilidad de la transmisión 220 kV en el Sistema Lima Sur, en la zona del eje Planicie - Industriales (condición N-1). Efectivamente, después de haber revisado el respectivo Anteproyecto se observa que los resultados de las simulaciones del año 2028 y 2030 indican que la conexión del Proyecto en el SEIN es de gran aporte, impactando positivamente en la operación normal del sistema. Asimismo, los resultados de las simulaciones del año 2028 y 2030 ante las diversas contingencias realizadas, el sistema eléctrico no presenta un impacto negativo, esencialmente en la zona de influencia del proyecto.

C. RECOMENDACIONES

Aprobar el proyecto como parte del Plan Vinculante del PT 2023-2032. Asimismo, en caso se requiera mayores detalles del equipamiento previsto para este proyecto se sugiere revisar el Anteproyecto “ITC 8 - Enlace 220 kV Planicie - Industriales 3er circuito” ubicado en el Volumen III de la Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2023-2032 del COES.

8.3.8 Proyecto Enlace 138 kV Nueva Virú – Trujillo Sur, ampliaciones y subestaciones asociadas (Proyecto ITC)

A1 Características del Proyecto

Este proyecto corresponde al área de demanda 03 y está conformado por las siguientes instalaciones:

- Ampliación SE Nueva Virú 138 kV

La ampliación de la SE Trujillo Sur 138kV comprende la ampliación de dos celdas de línea en 138 kV que constara del siguiente equipamiento para cada una:

- 02 celdas de línea en 138 kV completamente equipadas
- Sistemas secundarios: Protección, control, medición, comunicaciones
- Sistemas complementarios: pórticos y barras, puesta a tierra, servicios auxiliares, obras civiles.

- Ampliación SE Trujillo Sur 138 kV

La ampliación de la SE Nueva Virú 138 kV Comprende la ampliación de dos celdas de línea en 138 kV que constara del siguiente equipamiento para cada una:

- 02 celdas de línea en 138 kV completamente equipadas
- Sistemas secundarios: Protección, control, medición, comunicaciones
- Sistemas complementarios: pórticos y barras, puesta a tierra, servicios auxiliares, obras civiles.

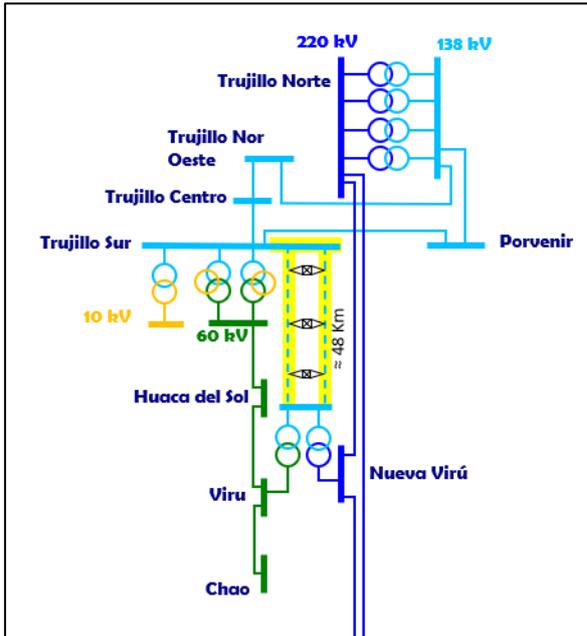
- LT 138 kV SE Nueva Viru – SE Trujillo Sur, doble terna, de aprox. 43.93 km

La Línea de transmisión Nueva Virú - Trujillo Sur 138kV comprende la conexión de la subestación Nueva Virú 138 kV y la subestación Trujillo Sur 138 kV será doble terna y cada terna tendrá una capacidad de transmisión de 120MVA.

El diagrama unifilar del proyecto y el mapa de ubicación se presentan en las siguientes figuras.

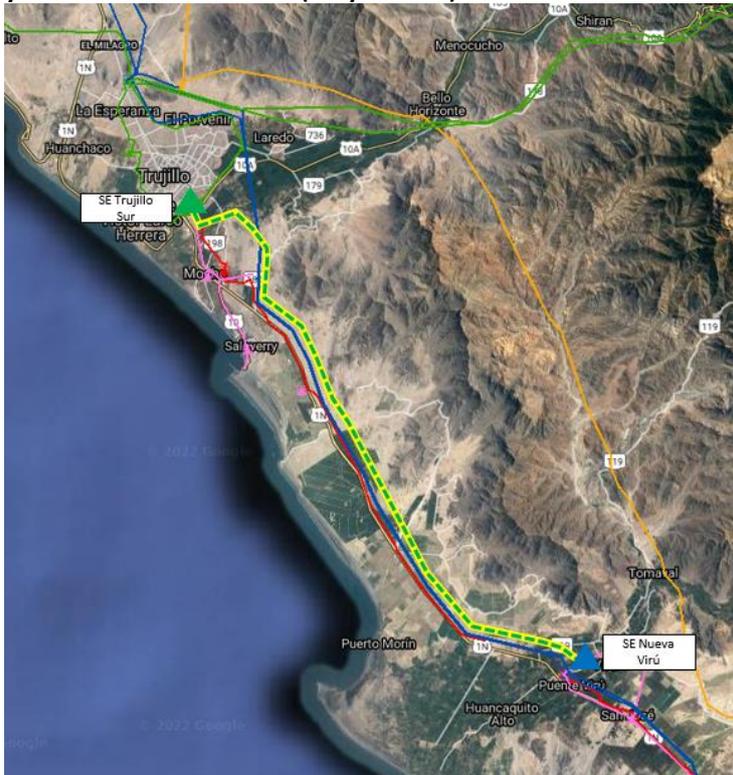
Figura N° 8.23: Diagrama unifilar del proyecto Enlace 138 kV Nueva Virú – Trujillo Sur, ampliaciones y subestaciones asociadas (Proyecto ITC)

“Decenio de la Igualdad de Oportunidades para Mujeres y Hombres”
“Año del Fortalecimiento de la Soberanía Nacional”
“Año del Bicentenario del Congreso de la República del Perú”



Fuente: Propuesta definitiva de actualización del Plan de Transmisión 2023-2032 (Informe COES/DP-02-2022 - Figura 4.21)

Figura N° 8.24: Mapa de ubicación del proyecto Enlace 138 kV Nueva Virú – Trujillo Sur, ampliaciones y subestaciones asociadas (Proyecto ITC)



Fuente: Propuesta definitiva de actualización del Plan de Transmisión 2023-2032 (Informe COES/DP-02-2022 - Figura 4.22)

A2. Justificación del Proyecto

Según el diagnóstico del área de demanda 3, el sistema eléctrico de Trujillo no cumple con el criterio de redundancia de transmisión (N-1). La red anillada en 138 kV no tiene la suficiente capacidad para atender la contingencia de alguno de los tramos de 138 kV, por lo que la ciudad de Trujillo no contaría con un suministro confiable del 2028 en adelante. Por lo tanto, para mejorar la confiabilidad de la



PERÚ

Ministerio
de Energía y Minas

“Decenio de la Igualdad de Oportunidades para Mujeres y Hombres”

“Año del Fortalecimiento de la Soberanía Nacional”

“Año del Bicentenario del Congreso de la República del Perú”

transmisión 138 kV la zona de Trujillo (condición N-1) y ampliar la red 138 kV hacia el Sur de la ciudad de Trujillo se requiere del proyecto “Enlace 138 kV Nueva Virú – Trujillo Sur, ampliaciones y subestaciones asociadas”.

A3. Presupuesto

El presupuesto total del proyecto es aproximadamente US\$ 9 Millones. El desagregado se muestra en el siguiente cuadro:

Cuadro N° 8.16: Presupuesto del Anteproyecto por componentes (US\$)

Item	Descripción	Precio Parcial USD
1.0	SUBESTACIONES	1,112,305.71
	Suministros subestaciones	897,584.13
	Montaje subestaciones	122,667.56
	Obras civiles subestaciones	84,989.13
	Costo predial	7,064.89
2.0	LINEAS DE TRANSMISIÓN	5,440,569.24
	Suministros de líneas de transmisión	2,567,807.39
	Montaje líneas de transmisión	1,752,871.24
	Obras civiles líneas de transmisión	1,057,055.86
	Costo predial	62,834.75
3.0	COSTOS INDIRECTOS	1,185,934.92
4.0	GASTOS GENERALES Y UTILIDADES (% Montaje y OC)	603,516.76
5.0	DISEÑOS Y ESTUDIOS	212,594.76
6.0	SUB TOTAL	8,554,921.40
7.0	OTROS	637,784.29
	Gerenciamiento	637,784.29
8.0	TOTAL USD (SIN IGV)	9,192,705.69

Fuente: Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2023-2032 (Anteproyecto “ITC 1 – LT 138 kV Nueva Virú – Trujillo Sur”)

A4. Plazo de ejecución

Según el cronograma de actividades, la ejecución del proyecto es de 52 meses, incluyendo un periodo de 13 meses para el proceso de aprobación y licitación de la concesión.

A5. Año requerido

El COES determina que técnicamente el proyecto se necesita a partir del año 2027. En este caso, tomando en cuenta que el proceso de aprobación y licitación, el proyecto no tendría retrasos en el cronograma, el COES indica que el año de puesta en operación comercial (POC) podría ser en el año 2026.

B. COMENTARIOS Y OPINION

El COES justifica este proyecto en el área de demanda 3, porque el actual el sistema eléctrico de Trujillo no cumple con el criterio de redundancia de transmisión (N-1), es decir, la red anillada en 138 kV no tiene la suficiente capacidad para atender la contingencia de alguno de los tramos de 138 kV, por lo que la ciudad de Trujillo no contaría con un suministro confiable del 2028 en adelante, razón por la cual el COES propone el proyecto “Enlace 138 kV Nueva Virú – Trujillo Sur, ampliaciones y subestaciones asociadas”. El beneficio de este proyecto son la mejora de la confiabilidad de la transmisión 138 kV en la zona de Trujillo (condición N-1), y la ampliación de la red 138 kV hacia el Sur de la ciudad de Trujillo.



PERÚ

Ministerio
de Energía y Minas

“Decenio de la Igualdad de Oportunidades para Mujeres y Hombres”
“Año del Fortalecimiento de la Soberanía Nacional”
“Año del Bicentenario del Congreso de la República del Perú”

Efectivamente, después de haber revisado el respectivo Anteproyecto se observa que los resultados de las simulaciones del año 2028 y 2030 indican que la conexión del Proyecto en el SEIN no impacta negativamente en la operación normal del sistema. Asimismo, los resultados de las simulaciones del año 2028 y 2030 muestran también que, ante las diversas contingencias realizadas, el sistema eléctrico presenta un impacto positivo, esencialmente en la zona de influencia del proyecto.

Por otro lado, es necesario mencionar que la Subestación Nueva Virú está incluida en el proceso de reasignación del DS 018-2021, por lo que la implementación del Enlace 138 kV Nueva Virú – Trujillo Sur dependerá de la puesta en servicio de la Subestación Nueva Virú. Esto constituye un factor de riesgo que puede retrasar o impedir la ejecución del Enlace 138 kV Nueva Virú – Trujillo Sur, en tanto no se defina la situación de la Subestación Nueva Virú.

C. RECOMENDACIONES

Aprobar el proyecto como parte del Plan Vinculante del PT 2023-2032. Asimismo, en caso se requiera mayores detalles del equipamiento previsto para este proyecto se sugiere revisar el Anteproyecto “ITC 1 – LT 138 kV Nueva Virú – Trujillo Sur” ubicado en el Volumen III de la Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2023-2032 del COES.

8.3.9 Proyecto Incremento de capacidad y confiabilidad (Criterio N-1) de Suministro del Sistema Eléctrico Huaraz (Proyecto ITC)

A1 Características del Proyecto

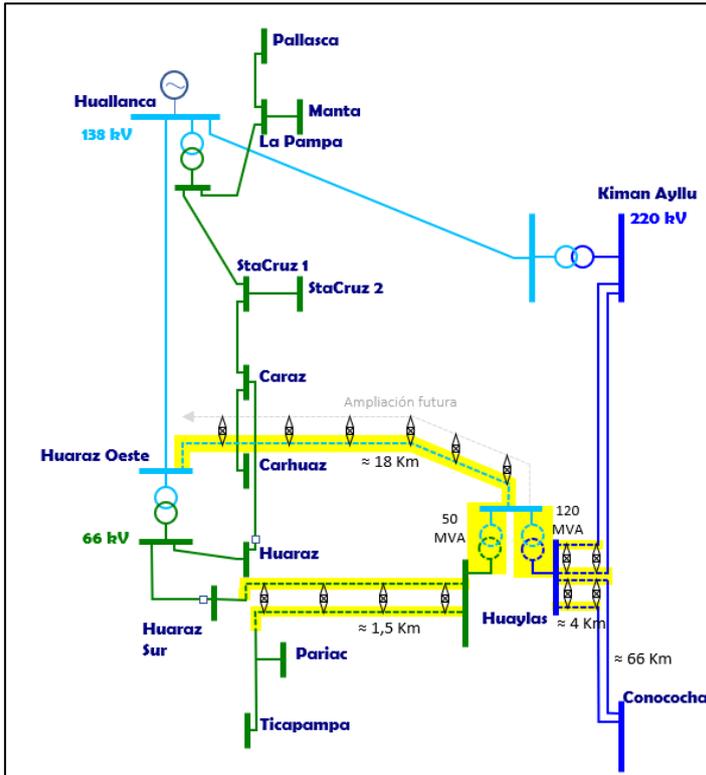
El proyecto está conformado por las siguientes instalaciones:

- Nueva LT 138 kV Huaylas - Huaraz Oeste (preparado para 2 circuitos).
- Nueva Subestación Huaylas 220/138/66 kV con transformador 138/66 kV de 50 MVA y banco de autotransformadores monofásicos 220/138 kV de 120 MVA y un polo de reserva.
- Seccionamiento de las dos líneas 220 kV Conococha - Kiman Ayllu para interconectar la SE Huaylas.
- Líneas de 60 kV para interconectar la SE Huaylas a la red existente.

El diagrama unifilar del proyecto y el mapa de ubicación se presentan en las siguientes figuras.

Figura N° 8.25: Diagrama unifilar del proyecto Incremento de capacidad y confiabilidad (Criterio N-1) de Suministro del Sistema Eléctrico Huaraz

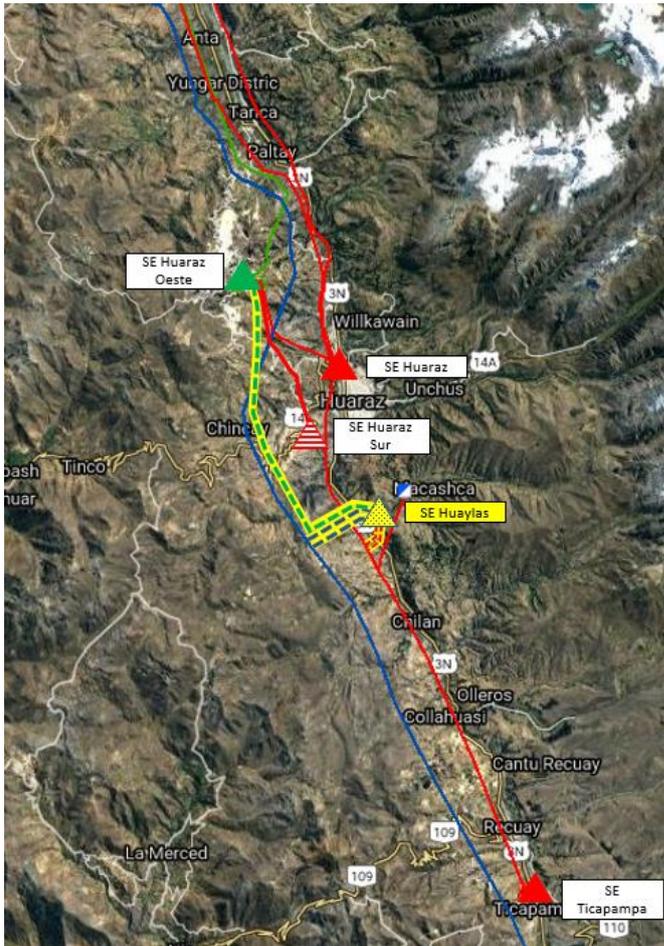
“Decenio de la Igualdad de Oportunidades para Mujeres y Hombres”
“Año del Fortalecimiento de la Soberanía Nacional”
“Año del Bicentenario del Congreso de la República del Perú”



Fuente: Propuesta definitiva de actualización del Plan de Transmisión 2023-2032 (Informe COES/DP-02-2022 - Figura 4.24)

Figura N° 8.26: Mapa de ubicación del proyecto Incremento de capacidad y confiabilidad (Criterio N-1) de Suministro del Sistema Eléctrico Huaraz

“Decenio de la Igualdad de Oportunidades para Mujeres y Hombres”
 “Año del Fortalecimiento de la Soberanía Nacional”
 “Año del Bicentenario del Congreso de la República del Perú”



Fuente: Propuesta definitiva de actualización del Plan de Transmisión 2023-2032 (Informe COES/DP-02-2022 - Figura 4.25)

A2. Justificación del Proyecto

El sistema eléctrico de Huaraz no cumple con el criterio de redundancia de transmisión (N-1). Además, la proyección de la demanda eléctrica en el eje Huaraz Oeste - Ticapampa supera los 30 MW en el horizonte vinculante. También presenta déficit de capacidad de suministro a nivel de 138 kV. Por lo tanto, para mejorar la confiabilidad de la transmisión 138 kV en la zona de Huaraz y Ticapampa (condición N-1) se requiere el proyecto “Incremento de capacidad y confiabilidad (Criterio N-1) de Suministro del Sistema Eléctrico Huaraz”.

A3. Presupuesto

El presupuesto total del proyecto es aproximadamente US\$ 31 Millones. El desgregado se muestra en el siguiente cuadro:

Cuadro N° 8.17: Presupuesto del Anteproyecto por componentes. (US\$)

Item	Descripción	Subtotal sin IGV (USD)
1.0	SUBESTANCIAS	15,671,421
	Suministros subestaciones	9,820,759
	Obras civiles subestaciones	3,213,642
	Montaje subestaciones	649,820
	Costo predial construcción subestaciones	1,987,200
2.0	LÍNEAS DE TRANSMISIÓN	6,019,559
	Suministros líneas de transmisión	2,119,078
	Obras civiles líneas de transmisión	721,917
	Montaje líneas de transmisión	1,068,240

**PERÚ**Ministerio
de Energía y Minas

“Decenio de la Igualdad de Oportunidades para Mujeres y Hombres”
 “Año del Fortalecimiento de la Soberanía Nacional”
 “Año del Bicentenario del Congreso de la República del Perú”

Item	Descripción	Subtotal sin IGV (USD)
	Costo predial franja de servidumbre	2,110,324
3.0	DISEÑOS Y ESTUDIOS	923,135
	Subestaciones (incluye estudio impacto ambiental)	693,324
	Líneas de transmisión (incluye estudio impacto ambiental)	229,811
	COSTOS DIRECTOS (1+2+3+4)	22,614,114
4.0	GASTOS GENERALES DEL CONTRATISTA	565,362
	Gastos Generales de Subestaciones = 10% (Montaje y Obras Civiles de Subestaciones)	386,346
	Gastos Generales de Líneas de Transmisión = 10% (Montaje y Obras Civiles de Líneas de Transmisión)	179,016
5.0	UTILIDADES DEL CONTRATISTA	565,362
	Utilidades de Subestaciones = 10% (Montaje y Obras Civiles de Subestaciones)	386,346
	Utilidades de Líneas de Transmisión = 10% (Montaje y Obras Civiles de Líneas de Transmisión)	179,016
	SUB TOTAL (1+2+3+4+5+6)	23,744,838
6.0	OTROS	6,964,361
	Supervisión (16.26% del SUB TOTAL)	3,860,911
	Gastos Financieros (2.96% del SUB TOTAL)	702,847
	Gastos Administrativos (1,11% del SUB TOTAL)	263,568
	Gerenciamiento (9% del SUB TOTAL)	2,137,035
	TOTAL USD (SIN IGV)	30,709,199

Fuente: Propuesta definitiva de actualización del Plan de Transmisión 2023-2032 (Anteproyecto “ITC 2 - Mejora confiabilidad Sistema Huaraz”)

A4. Plazo de ejecución

Según el cronograma de actividades, la ejecución del proyecto es de 62 meses, incluyendo un periodo de 39 meses para el proceso de aprobación y licitación de la concesión.

A5. Año requerido

El COES determina que técnicamente el proyecto se necesita a partir del año 2023⁵. Sin embargo, tomando en cuenta que el proceso de aprobación y licitación puede tomar más tiempo del previsto en el cronograma, el COES indica que el año de puesta en operación comercial (POC) sería el año 2027.

B. COMENTARIOS Y OPINION

El COES justifica este proyecto porque el actual el sistema eléctrico de Huaraz no cumple con el criterio de redundancia de transmisión (N-1). Además, la proyección de la demanda eléctrica en el eje Huaraz Oeste - Ticapampa supera los 30 MW en el horizonte vinculante. También presenta déficit de capacidad de suministro a nivel de 138 kV, razón por la cual el COES propone el proyecto “Incremento de capacidad y confiabilidad (Criterio N-1) de Suministro del Sistema Eléctrico Huaraz”. El beneficio de este proyecto es mejorar la confiabilidad de la transmisión 138 kV en la zona de Huaraz y Ticapampa (condición N 1).

Efectivamente, después de haber revisado el respectivo Anteproyecto se observa que, la operación del proyecto “Incremento de capacidad y confiabilidad (Criterio N-1) de Suministro del Sistema Eléctrico Huaraz” no tiene un impacto negativo en la operación del SEIN, puesto que en todos los escenarios analizados no se presenta sobrecarga en líneas de transmisión o en transformadores que sea atribuible a su conexión, por el contrario el proyecto mejora los niveles de carga y el perfil en el área de influencia, aumentando sustancialmente la confiabilidad del sistema eléctrico en estudio.

C. RECOMENDACIONES

⁵ El sistema existente no cumple con el criterio de confiabilidad ITC N-1.

Aprobar el proyecto como parte del Plan Vinculante del PT 2023-2032. Asimismo, en caso se requiera mayores detalles del equipamiento previsto para este proyecto se sugiere revisar el Anteproyecto “ITC 2 - Mejora confiabilidad Sistema Huaraz” ubicado en el Volumen III de la Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2023-2032 del COES.

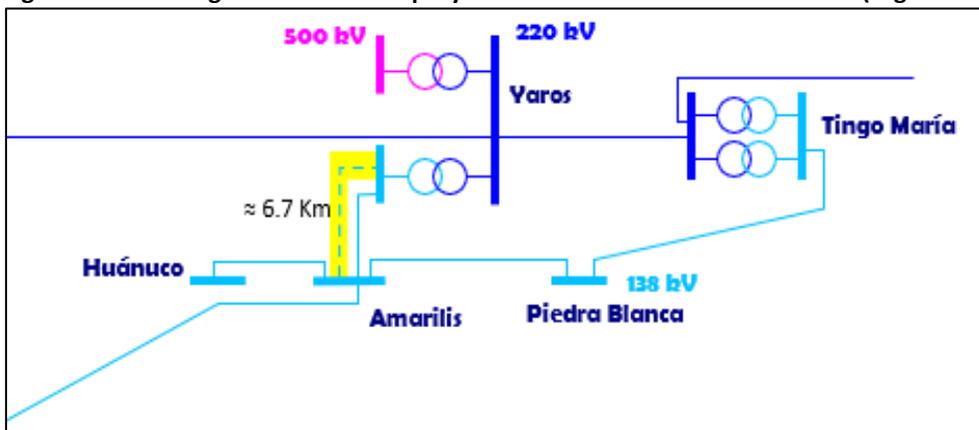
8.3.10 Proyecto Enlace 138 kV Yaros – Amarilis (segundo circuito) (Proyecto ITC)

A1 Características del Proyecto

El proyecto está conformado por la construcción e instalación del segundo circuito de la LT 138 kV Yaros – Amarilis.

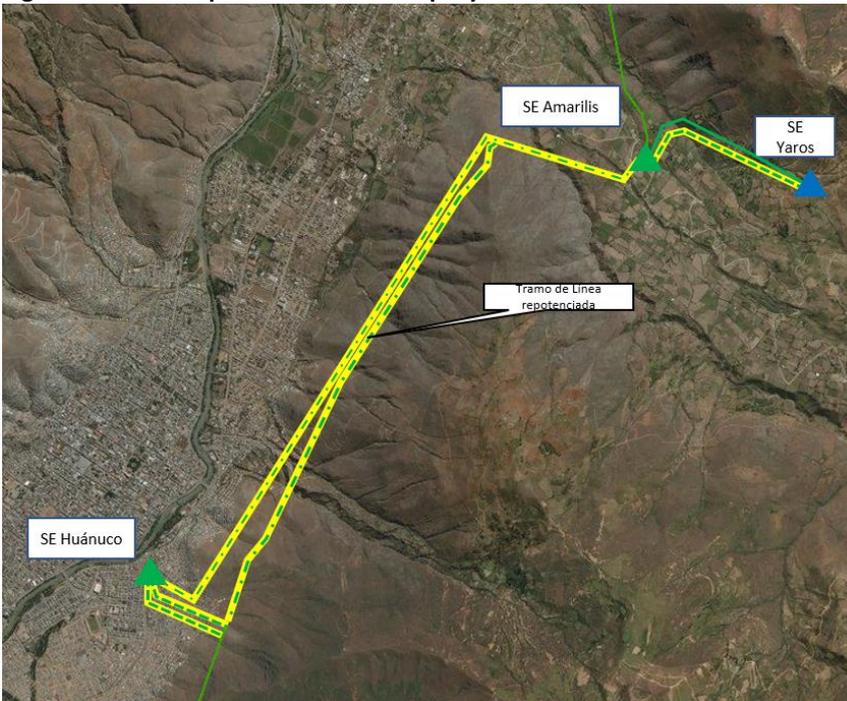
El diagrama unifilar del proyecto y el mapa de ubicación se presentan en las siguientes figuras.

Figura N° 8.27: Diagrama unifilar del proyecto Enlace 138 kV Yaros – Amarilis (segundo circuito)



Fuente: Propuesta definitiva de actualización del Plan de Transmisión 2023-2032 (Informe COES/DP-02-2022 - Figura 4.30)

Figura N° 8.28: Mapa de ubicación del proyecto Enlace 138 kV Yaros – Amarilis (segundo circuito)



Fuente: Propuesta definitiva de actualización del Plan de Transmisión 2023-2032 (Informe COES/DP-02-2022 - Figura 4.32)

A2. Justificación del Proyecto



El sistema eléctrico de Huánuco no cumple con el criterio de redundancia de transmisión (N 1). Además, la proyección de la demanda eléctrica en la zona de Huánuco supera los 30 MW en el horizonte vinculante. Por lo tanto, para mejorar la confiabilidad de la transmisión 138 kV en la zona de Huánuco (condición N-1) se requiere el proyecto “Enlace 138 kV Yaros – Amarilis (segundo circuito)”.

A3. Presupuesto

El presupuesto total del proyecto es aproximadamente US\$ 5 Millones. El desagregado se muestra en el siguiente cuadro:

Cuadro N° 8.18: Presupuesto del Anteproyecto por componentes (US\$)

Item	Descripción	Precio Parcial USD
1.0	COSTOS TOTALES	
1.1	Suministro (S)	2,585,609.28
1.2	Transporte suministros (TS)	29,243.21
1.3	Montaje (M)	391,215.41
1.4	Obras Civiles (OC)	624,860.62
1.5	Diseño y Estudios (DyE)	195,249.48
2.0	COSTO DIRECTO	3,826,177.99
2.1	Gastos y Utilidades (GG y U)	258,865.32
3.0	COSTO INDIRECTO	62,928.31
	Costo Indirecto: Supervisión, gastos servidumbre, gastos financieros, gastos administrativos	
4.0	SUBTOTAL (SUB= CD + GG y U+Costo indirecto)	4,147,971.62
4.1	GERENCIAMIENTO (GER=9% SUBTOTAL)	373,317.45
5.0	COSTO TOTAL	4,521,289.07

Fuente: Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2023-2032 (Anteproyecto “ITC 2do Enlace 138 kV Yaros – Amarilis”)

A4. Plazo de ejecución

Según el cronograma de actividades, la ejecución del proyecto es de 27 meses, incluyendo un periodo de 4 meses para el proceso de licitación para construcción.

A5. Año requerido

El COES determina que técnicamente el proyecto se necesita a partir del año 2027. En este caso, tomando en cuenta que el proceso de aprobación y licitación, el proyecto no tendría retrasos en el cronograma, el COES indica que el año de puesta en operación comercial (POC) podría ser en el año 2026.

B. COMENTARIOS Y OPINION

El COES justifica este proyecto porque el actual sistema eléctrico de Huánuco no cumple con el criterio de redundancia de transmisión (N 1). Además, la proyección de la demanda eléctrica en la zona de Huánuco supera los 30 MW en el horizonte vinculante, razón por la cual el COES propone el proyecto “Enlace 138 kV Yaros – Amarilis (segundo circuito)”. El beneficio de este proyecto es la mejora de la confiabilidad de la transmisión 138 kV en la zona de Huánuco (condición N-1).

Efectivamente, después de haber revisado el respectivo Anteproyecto se observa que, la implementación del proyecto no muestra un impacto negativo en la operación del sistema en operación normal, especialmente en la zona de influencia del proyecto, cumpliendo con los indicadores de desempeño indicados en el PR-20 del COES. Asimismo, los resultados de las simulaciones de flujo de potencia en las 9 contingencias evaluadas, en los casos sin proyecto y con proyecto, en la condición hidrológica de avenida y estiaje de los años 2028 y 2030 en el escenario de máxima, media y mínima demanda, muestran que en la zona de influencia del proyecto, las líneas de transmisión y los transformadores de potencia no presentan sobrecargas, y los niveles de tensión en barras de 220 kV y 138 kV están dentro de los límites permitidos en contingencia.

C. RECOMENDACIONES

Aprobar el proyecto como parte del Plan Vinculante del PT 2023-2032. Asimismo, en caso se requiera mayores detalles del equipamiento previsto para este proyecto se sugiere revisar el Anteproyecto “ITC 2do Enlace 138 kV Yaros – Amarilis” ubicado en el Volumen III de la Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2023-2032 del COES.

8.3.11 Repotenciación LT 138 kV Amarilis – Huánuco, Amarilis – Paragsha y Ampliación de SE Amarilis (Proyecto ITC)

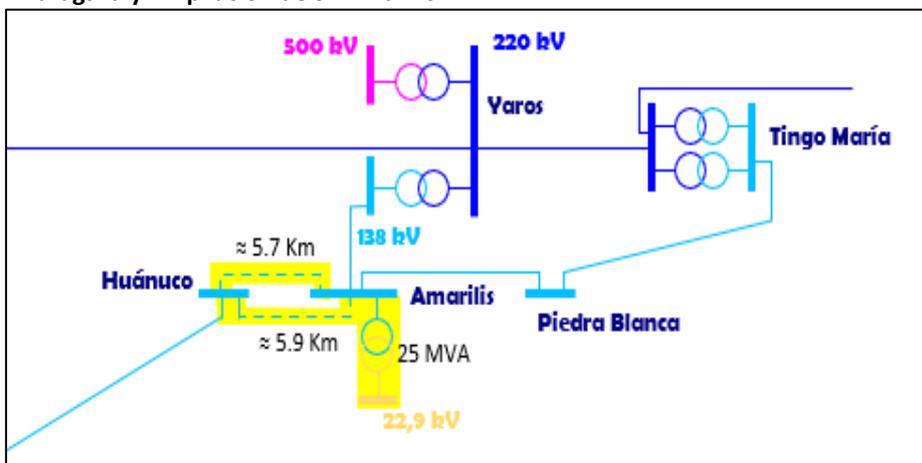
A1 Características del Proyecto

El presente proyecto tiene como alcance, las siguientes instalaciones:

- Repotenciación a 100 MVA de la línea de transmisión en 138 kV Amarilis – Huánuco L-1144, de aproximadamente 6.2 km de longitud.
- Repotenciación a 100 MVA del tramo seccionado de la línea de transmisión en 138 kV Amarilis – Paragsha L-1120 (Amarilis – Huánuco), de aproximadamente 6.8 km de longitud, con entrada y salida a la subestación Huánuco.
- Líneas de derivación en 138 kV, por el seccionamiento de la línea L-1120 Amarilis – Paragsha L-1120 para su conexión a la subestación Huánuco.
- Ampliación Subestación Huánuco 138 kV; cuyo sistema de barras actual es de configuración de simple barra. Al proyecto le corresponde la implementación de dos (02) celdas de líneas de transmisión a ser construidas en esta etapa del Proyecto.
- Ampliación de la Subestación Amarilis 138 kV; cuyo sistema de barras actual es de configuración de doble barra con seccionador de transferencia. En esta etapa del proyecto se implementará un transformador de potencia de 25 MVA (ONAF), 138/22.9 kV; para ello, en el espacio disponible con que cuenta la subestación, se construirá una (01) celda de transformación para la conexión a este transformador.
- Adecuaciones y/o modificaciones de los sistemas de protección y comunicaciones que sean requeridas en las subestaciones Amarilis y Huánuco.
- El proyecto comprenderá también, en las subestaciones existentes, la adecuación de los sistemas de control, medición, protecciones y comunicaciones, así como las fuentes de energía en CA y CC para los servicios auxiliares, para una correcta y adecuada operación de las nuevas instalaciones sin afectar al sistema eléctrico existente.

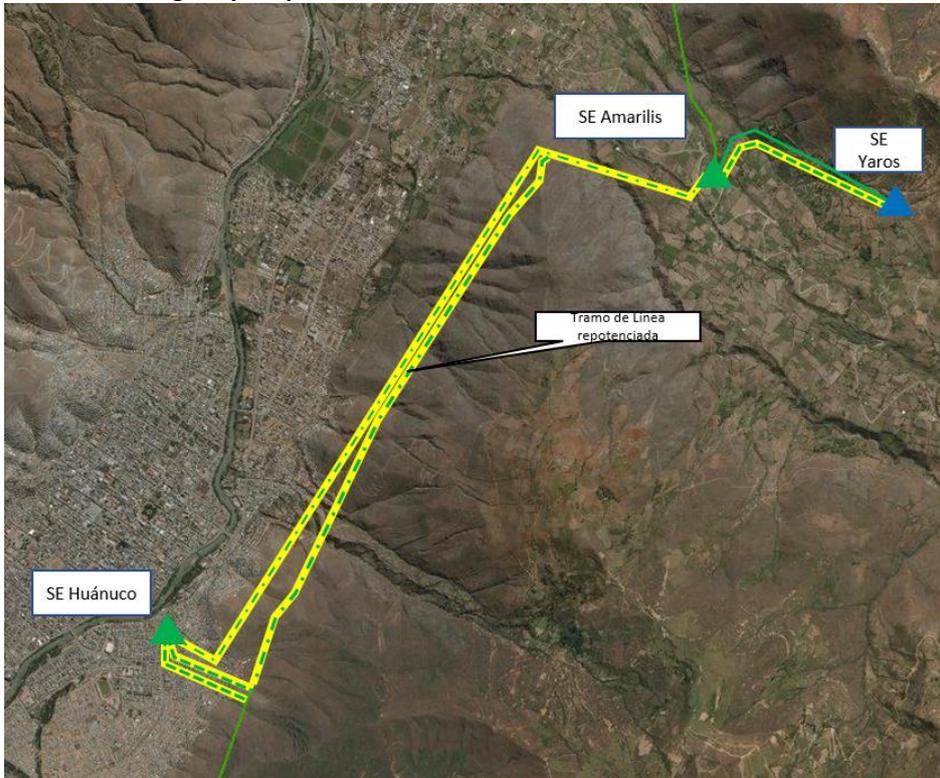
El diagrama unifilar del proyecto y el mapa de ubicación se presentan en las siguientes figuras.

Figura N° 8.29: Diagrama Unifilar del proyecto Repotenciación LT 138 kV Amarilis – Huánuco, Amarilis – Paragsha y Ampliación de SE Amarilis



Fuente: Propuesta definitiva de actualización del Plan de Transmisión 2023-2032 (Informe COES/DP-02-2022 - Figura 4.31)

Figura N° 8.30: Mapa de ubicación del proyecto Repotenciación LT 138 kV Amarilis – Huánuco, Amarilis – Paragsha y Ampliación de SE Amarilis



Fuente: Propuesta definitiva de actualización del Plan de Transmisión 2023-2032 (Informe COES/DP-02-2022 - Figura 4.32)

A2. Justificación del Proyecto

El anteproyecto “Repotenciación LT 138 kV Amarilis – Huánuco, Amarilis – Paragsha y Ampliación de SE Amarilis” permitirá el reforzamiento del sistema de transmisión que atiende a la ciudad de Huánuco, cumpliendo con el criterio de redundancia de transmisión (N-1). Para ello, la línea de transmisión existente en 138 kV L-1120 Amarilis – Paragsha 2 será seccionada para formar los enlaces en 138 kV Amarilis – Huánuco y Huánuco – Amarilis; de esta manera la subestación Huánuco, cuya configuración es de simple barra, se conectará a la subestación Amarilis mediante 2 líneas de transmisión (L-1120A y L-1144). Además, parte del anteproyecto consiste en implementar un transformador de potencia de 25 MVA (ONAF), 138/22.9 kV en la ampliación de la subestación Amarilis.

A3. Presupuesto

El presupuesto total del proyecto es aproximadamente US\$ 7 millones. El desagregado por componentes se aprecia en el siguiente cuadro.



PERÚ

Ministerio
de Energía y Minas

"Decenio de la Igualdad de Oportunidades para Mujeres y Hombres"

"Año del Fortalecimiento de la Soberanía Nacional"

"Año del Bicentenario del Congreso de la República del Perú"

Cuadro N° 8.19: Presupuesto del Anteproyecto por componentes (US\$)

ITEM	DESCRIPCION	COSTO REFERENCIAL (USD\$)
1,0	COSTOS TOTALES	
1,1	Suministro (S)	3 576 373,49
1,2	Transporte suministros (TS)	36 562,26
1,3	Montaje (M)	416 740,38
1,4	Obras Civiles (OC)	1 221 540,11
1,5	Diseño y Estudios (DyE) ** DyE= (S+TS+M+OC)x 5,20%	273 009,26
2,0	COSTO DIRECTO	5 524 225,50
2,1	Gastos y Utilidades (GG y U) ** GG y U= (M+OC+DyE)x 6,42%	354 687,09
3,0	COSTO INDIRECTO	264 861,93
	Costo Indirecto: Supervisión, gastos servidumbre, gastos financieros, gastos administrativos ***	
4,0	SUBTOTAL (SUB= CD + GG y U+Costo indirecto)	6 143 774,52
4,1	GERENCIAMIENTO (GER=9% SUBTOTAL)	552 939,71
5,0	COSTO TOTAL	6 696 714,23
**	Porcentajes obtenidos por suma de los valores indicados en los módulos de inversión de OSINERGMIN.	
***	Valores obtenidos en los módulos de inversión de OSINERGMIN.	

Fuente: Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2023-2032 (Anteproyecto "ITC - Repotenciación LT 138 kV Amarilis – Huánuco")

A4. Plazo de ejecución

Según el cronograma de actividades, la ejecución del proyecto es de 26 meses.

A5. Año requerido

El COES determina que técnicamente el proyecto se necesita a partir del año 2027. En este caso, tomando en cuenta que el proceso de aprobación y licitación, el proyecto no tendría retrasos en el cronograma, el COES indica que el año de puesta en operación comercial (POC) podría ser en el año 2026.

B. COMENTARIOS Y OPINION

El proyecto mejora de la confiabilidad de la transmisión 138 kV en la zona de Huánuco (condición N 1). En las simulaciones de flujo de potencia en operación normal, muestran que, en la zona de influencia del proyecto, las líneas de transmisión y los transformadores de potencia no presentan sobrecargas, y los niveles de tensión en barras de 220 kV y 138 kV están dentro de los límites permitidos en operación normal en los casos sin proyecto y con proyecto, en la condición hidrológica de avenida y estiaje de los años 2028 y 2030 en el escenario de máxima, media y mínima demanda.

Asimismo, el proyecto no muestra un impacto negativo en la operación del sistema en operación normal, especialmente en la zona de influencia del proyecto, cumpliendo con los indicadores de desempeño indicados en el PR-20 del COES

C. RECOMENDACIONES

Se recomienda aprobar el proyecto como parte del Plan Vinculante del PT 2023-2032. Asimismo, en caso se requiera mayores detalles del equipamiento previsto para este proyecto se sugiere revisar el Anteproyecto "ITC - Repotenciación LT 138 kV Amarilis – Huánuco" ubicado en el Volumen III de la Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2023-2032 del COES.

8.3.12 Ampliación de Capacidad de Suministro del Sistema Eléctrico Ica (Proyecto ITC)

A1. Características del Proyecto

El anteproyecto consiste en la implementación de la nueva subestación Mayorazgo 220 kV, la cual seccionará las dos líneas de transmisión en 220 kV que unirán las subestaciones Ica (existente) e Intermedia (futura). Desde dicha subestación se alimentará, con una línea de doble circuito de 30.3 kilómetros a la nueva subestación El Totoral 220/60/10 kV. Finalmente, la subestación El Totoral se interconectará con la subestación existente Santa Margarita, mediante una línea de doble terna en 60 kV de aproximadamente 8.97 kilómetros. El presente proyecto tiene como alcance, las siguientes instalaciones:

Líneas:

El anteproyecto comprende la parte correspondiente a las Líneas de Transmisión 220 kV y 60 kV.

- Línea de transmisión Mayorazgo – El Totoral de 220 kV (STL)
- Línea de transmisión El Totoral – Santa Margarita de 60 kV (STL)
- Líneas de derivación en 220 kV, por el seccionamiento de las líneas de 220 kV Ica – Intermedia

Subestaciones:

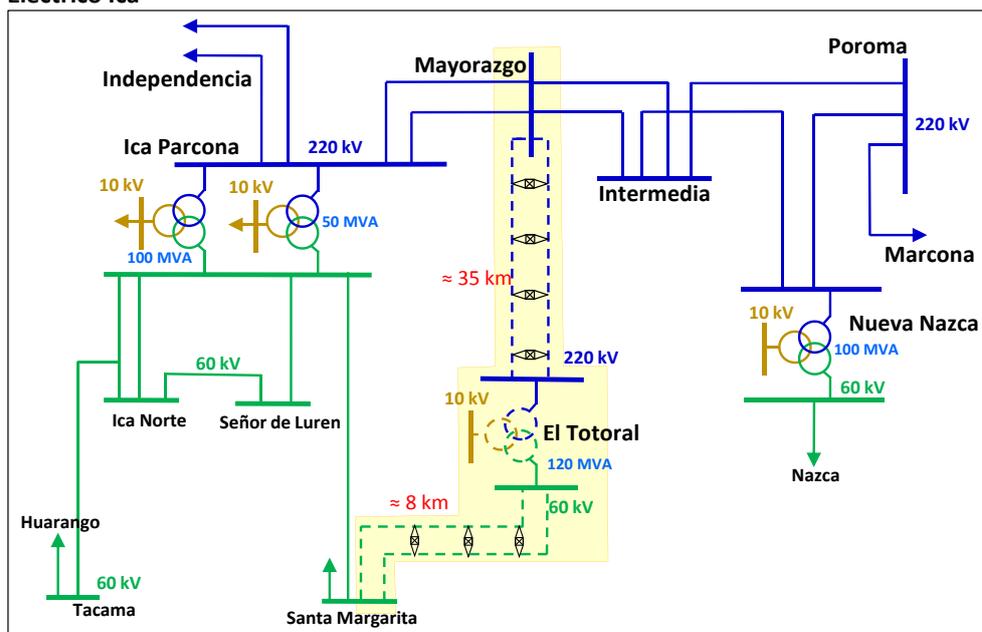
El anteproyecto comprende las nuevas subestaciones eléctricas Mayorazgo y El Totoral y de la ampliación de la SE Santa Margarita.

El diseño básico se realizó para las siguientes instalaciones:

- Subestación Mayorazgo 220kV (Nueva).
- Subestación El Totoral 220/60/10kV (Nueva).
- Ampliación de la subestación Santa Margarita 60kV.

El diagrama unifilar del proyecto y el mapa de ubicación se presentan en las siguientes figuras.

Figura N° 8.31: Diagrama Unifilar del proyecto Ampliación de Capacidad de Suministro del Sistema Eléctrico Ica



Fuente: Propuesta definitiva de actualización del Plan de Transmisión 2023-2032 (Informe COES/DP-02-2022 - Figura 4.38)

Figura N° 8.32: Mapa de ubicación del proyecto Ampliación de Capacidad de Suministro del Sistema Eléctrico Ica



Fuente: Propuesta definitiva de actualización del Plan de Transmisión 2023-2032 (Informe COES/DP-02-2022 - Figura 4.38)

A2. Justificación del Proyecto

El sistema eléctrico Ica es alimentado por la SE Ica Parcona 220/60 kV, el cual presentará sobrecarga en el horizonte del periodo vinculante, lo que generará falta de capacidad para atender la demanda del mencionado sistema eléctrico.

Actualmente la carga de Santa Margarita es alimentada eléctricamente desde la subestación Ica 60 kV, mediante una línea de transmisión de 17.7 kilómetros; la cual, de acuerdo a la demanda proyectada, presentará elevados niveles de carga para el año 2030 (como máximo 109%).

Con el ingreso del proyecto, se refuerza el suministro de energía hacia las cargas de la red en estudio (Sistema eléctrico ICA), obteniéndose los siguientes resultados:

- El nivel de carga en la línea Ica – Santa Margarita 60 kV se reduce de 100% a 39% (año 2028) y de 109% a 40% (año 2030).
- Por el ingreso del Anteproyecto 9, el nivel de carga en el transformador de la S.E. Ica (50 MVA) presenta una reducción, de 55% a 42% (en el año 2028) y de 61% a 46% (en el año 2030).
- El transformador de El Totoral permite el suministro de energía hacia las cargas de Santa Margarita, las cuales al año 2028 hacen un total de 27 MW de carga y en el año 2030 un total de 29 MW de carga. Estos incrementos no generan elevados niveles de carga en líneas ni en transformadores.
- El proyecto permite la inyección de 29 MW de potencia desde 220 kV hacia las barras de Santa Margarita 60 kV.
- La conexión del proyecto mejora los perfiles de tensión en el sistema eléctrico de ICA, obteniéndose valores dentro del margen de +/-2.5% en todas las barras de la zona de influencia.

**PERÚ****Ministerio
de Energía y Minas**

“Decenio de la Igualdad de Oportunidades para Mujeres y Hombres”
 “Año del Fortalecimiento de la Soberanía Nacional”
 “Año del Bicentenario del Congreso de la República del Perú”

A3. Presupuesto

El presupuesto total del proyecto es aproximadamente US\$ 53 millones, no incluye IGV. El desgregado por componentes se aprecia en el siguiente cuadro.

Cuadro N° 8.20: Presupuesto del Anteproyecto por componentes (US\$)

ÍTEM	DESCRIPCIÓN	SUBTOTAL 1 SIN IGV (USD)	SUBTOTAL 2 SIN IGV (USD)
1.0	SUBESTACIONES		18 486 225
	Suministros subestaciones	9 653 215	
	Obras civiles subestaciones	2 864 146	
	Montaje subestaciones	759 694	
	Costo predial construcción subestaciones	5 209 170	
2.0	LÍNEAS DE TRANSMISIÓN		19 998 751
	Suministros líneas de transmisión	5 663 562	
	Obras civiles líneas de transmisión	1 072 694	
	Montaje líneas de transmisión	3 246 186	
	Costo predial franja de servidumbre	10 016 309	
3.0	DISEÑOS Y ESTUDIOS		905 335
	Subestaciones (incluy estudio impacto ambiental) (*)	517 028	
	Líneas de transmisión (incluy estudio impacto ambiental) (*)	388 307	
	COSTOS DIRECTOS (1+2+3+4)		39 390 311
4.0	GASTOS GENERALES DEL CONTRATISTA		794 272
	Gastos Generales de Subestaciones = 10% (Montaje y Obras Civiles de Subestaciones)	362 384	
	Gastos Generales de Líneas de Transmisión = 10% (Montaje y Obras Civiles de Líneas de	431 888	
5.0	UTILIDADES DEL CONTRATISTA		794 272
	Utilidades de Subestaciones = 10% (Montaje y Obras Civiles de Subestaciones)	362 384	
	Utilidades de Líneas de Transmisión = 10% (Montaje y Obras Civiles de Líneas de Transmisión)	431 888	
	SUB TOTAL (1+2+3+4+5+6)		40 978 855
6.0	OTROS		12 019 098
	Supervisión (16.26% del SUB TOTAL)	6 663 162	
	Gastos Financieros (2.96% del SUB TOTAL)	1 212 974	
	Gastos Administrativos (1,11% del SUB TOTAL)	454 865	
	Gerenciamiento (9% del SUB TOTAL)	3 688 097	
	TOTAL USD (SIN IGV)		52 997 954

Fuente: Propuesta definitiva de actualización del Plan de Transmisión 2023-2032 (Anteproyecto “ITC 9 - Ampliación Capacidad Ica”)

A4. Plazo de ejecución

Según el cronograma de actividades, la ejecución del proyecto es de es de 63 meses.

A5. Año requerido

El COES determina que técnicamente el proyecto se necesita a partir del año 2027. Asimismo, tomando en cuenta el proceso de aprobación y licitación del proyecto, el año de puesta en operación comercial (POC) también coincidirá con el año 2027.

B. COMENTARIOS Y OPINION

Las instalaciones que conforman el anteproyecto no tienen un impacto negativo en la operación del SEIN, puesto que en todos los escenarios analizados no se presenta sobrecarga en líneas de transmisión y transformadores de potencia que sean atribuibles a su conexión, por el contrario, el Proyecto mejora los niveles de carga y el perfil de tensión en el área de influencia, incrementando sustancialmente la confiabilidad del sistema eléctrico en estudio y Evita sobrecargas en los transformadores existentes en la subestación Ica. Los proyectos originan un incremento en el nivel de cortocircuito en las barras aledañas; no obstante, los valores de cortocircuito son menores a la capacidad de ruptura de los equipos existentes y proyectados.

C. RECOMENDACIONES

Se recomienda aprobar el proyecto como parte del Plan Vinculante del PT 2023-2032. Asimismo, en caso se requiera mayores detalles del equipamiento previsto para este proyecto se sugiere revisar el Anteproyecto “ITC 9 - Ampliación Capacidad Ica” ubicado en el Volumen III de la Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2023-2032 del COES.

8.3.13 Nueva SE Marcona II y Enlace 138 kV Marcona II - San Isidro (Bella Unión) - Pampa (Chala), ampliaciones y subestaciones asociadas (Proyecto ITC)

A1. Características del Proyecto

El proyecto consiste en conectar la nueva subestación Marcona II a la barra de 220 kV de la subestación Marcona existente, e instalar en esta subestación un transformador de 120 MVA que reducirá la tensión a 138 kV. Desde este nivel de tensión se alimentará, mediante una línea de doble circuito de 57.5 km, a la nueva subestación San Isidro 138/60 kV (la cual tendrá un transformador de 50 MVA). Luego, desde esta nueva subestación (San Isidro) se alimentará, mediante una línea de doble circuito de 84 km., a la nueva subestación Pampa 138/60 kV (la cual tendrá un transformador de 50 MVA). Se interconectará la subestación San Isidro con la subestación existente Bella Unión, mediante una línea en 60 kV de aproximadamente 6.29 km. Finalmente, también se interconectará la subestación Pampa con la subestación existente Chala, mediante una línea en 60 kV de aproximadamente 8.67 km. El proyecto tiene como alcance, las siguientes instalaciones:

Líneas: El proyecto comprende la parte correspondiente a las Líneas de Transmisión 138 kV y 60 kV

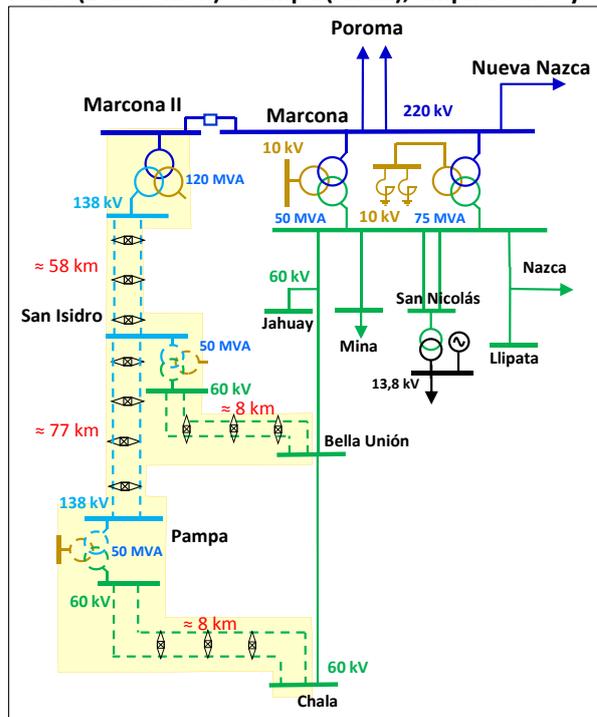
- Línea de transmisión 138 kV Marcona II (Proyectado) – San Isidro (proyectado)
- Línea de transmisión 60 kV San Isidro (proyectado) – Bella Unión
- Línea de transmisión 138 kV San Isidro (proyectado) – Pampa (proyectado)
- Línea de transmisión 60 kV Pampa (proyectado) – Chala

Subestaciones: El proyecto comprende a las nuevas subestaciones eléctricas:

- Subestación San Isidro - 138/60/13.8kV
- Subestación Marcona II - 220/138/13.8kV
- Ampliación de la subestación Bella Unión 60kV
- Subestación Pampa - 138/60/13.8kV
- Ampliación de la subestación Chala 60kV

El diagrama unifilar del proyecto y el mapa de ubicación se presentan en las siguientes figuras.

Figura N° 8.33: Diagrama Unifilar del proyecto “Nueva SE Marcona II y Enlace 138 kV Marcona II - San Isidro (Bella Unión) - Pampa (Chala), ampliaciones y subestaciones asociadas”



Fuente: Propuesta definitiva de actualización del Plan de Transmisión 2023-2032 (Informe COES/DP-02-2022 - Figura 4.41)

Figura N° 8.34: Mapa de ubicación del proyecto “Nueva SE Marcona II y Enlace 138 kV Marcona II - San Isidro (Bella Unión) - Pampa (Chala), ampliaciones y subestaciones asociadas”



Fuente: Propuesta definitiva de actualización del Plan de Transmisión 2023-2032 (Informe COES/DP-02-2022 - Figura 4.42)

A2. Justificación del Proyecto

El sistema eléctrico Ica es alimentado por la SE Ica Parcona 220/60 kV, el cual presentará sobrecarga en el horizonte del periodo vinculante, lo que generará falta de capacidad para atender la demanda del mencionado sistema eléctrico.

Actualmente la carga de Santa Margarita es alimentada eléctricamente desde la subestación Ica 60 kV, mediante una línea de transmisión de 17.7 kilómetros; la cual, de acuerdo a la demanda proyectada, presentará elevados niveles de carga para el año 2030 (como máximo 109%).

Con el ingreso del proyecto, se refuerza el suministro de energía hacia las cargas de la red en estudio (Sistema eléctrico ICA), obteniéndose los siguientes resultados:

- El nivel de carga en la línea Ica – Santa Margarita 60 kV se reduce de 100% a 39% (año 2028) y de 109% a 40% (año 2030).
- Por el ingreso del Anteproyecto 9, el nivel de carga en el transformador de la S.E. Ica (50 MVA) presenta una reducción, de 55% a 42% (en el año 2028) y de 61% a 46% (en el año 2030).
- El transformador de El Totoral permite el suministro de energía hacia las cargas de Santa Margarita, las cuales al año 2028 hacen un total de 27 MW de carga y en el año 2030 un total de 29 MW de carga. Estos incrementos no generan elevados niveles de carga en líneas ni en transformadores.
- El Anteproyecto 9 permite la inyección de 29 MW de potencia desde 220 kV hacia las barras de Santa Margarita 60 kV.
- La conexión del Anteproyecto 9 mejora los perfiles de tensión en el sistema eléctrico de ICA, obteniéndose valores dentro del margen de +/-2.5% en todas las barras de la zona de influencia.

A3. Presupuesto

El presupuesto total del proyecto es aproximadamente US\$ 92 millones, no incluye IGV. El desgregado por componentes se aprecia en el siguiente cuadro.



PERÚ

Ministerio
de Energía y Minas

"Decenio de la Igualdad de Oportunidades para Mujeres y Hombres"

"Año del Fortalecimiento de la Soberanía Nacional"

"Año del Bicentenario del Congreso de la República del Perú"

Cuadro N° 8.21: Presupuesto del Anteproyecto por componentes (US\$)

ÍTEM	DESCRIPCIÓN	SUBTOTAL 1 SIN IGV (USD)	SUBTOTAL 2 SIN IGV (USD)
1,0	SUBESTACIONES		23 790 519
	Suministros subestaciones	14 507 219	
	Obras civiles subestaciones	4 095 318	
	Montaje subestaciones	1 164 383	
	Costo predial construcción subestaciones	4 023 600	
2,0	LÍNEAS DE TRANSMISIÓN		42 553 399
	Suministros líneas de transmisión	12 228 250	
	Obras civiles líneas de transmisión	3 221 354	
	Montaje líneas de transmisión	7 745 739	
	Costo predial franja de servidumbre	19 358 055	
3,0	DISEÑOS Y ESTUDIOS		1 298 152
	Subestaciones (incluy estudio impacto ambiental) (*)	758 031	
	Líneas de transmisión (incluy estudio impacto ambiental) (*)	540 121	
	COSTOS DIRECTOS (1+2+3+4)		67 642 070
4,0	GASTOS GENERALES DEL CONTRATISTA		1 622 679
	Gastos Generales de Subestaciones = 10% (Montaje y Obras Civiles de Subestaciones)	525 970	
	Gastos Generales de Líneas de Transmisión = 10% (Montaje y Obras Civiles de Líneas de Transmisión)	1 096 709	
5,0	UTILIDADES DEL CONTRATISTA		1 622 679
	Utilidades de Subestaciones = 10% (Montaje y Obras Civiles de Subestaciones)	525 970	
	Utilidades de Líneas de Transmisión = 10% (Montaje y Obras Civiles de Líneas de Transmisión)	1 096 709	
	SUB TOTAL (1+2+3+4+5+6)		70 887 429
6,0	OTROS		20 791 283
	Supervisión (16.26% del SUB TOTAL)	11 526 296	
	Gastos Financieros (2.96% del SUB TOTAL)	2 098 268	
	Gastos Administrativos (1,11% del SUB TOTAL)	786 850	
	Gerenciamiento (9% del SUB TOTAL)	6 379 869	
	TOTAL USD (SIN IGV)		91 678 711

Fuente: Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2023-2032 (Anteproyecto "ITC 10 - Marcona II - San Isidro")

A4. Plazo de ejecución

Según el cronograma de actividades, la ejecución del proyecto es de 65 meses.

A5. Año requerido

El COES determina que técnicamente el proyecto se necesita a partir del año 2027. Asimismo, tomando en cuenta el proceso de aprobación y licitación del proyecto, el año de puesta en operación comercial (POC) también coincidirá con el año 2027.

B. COMENTARIOS Y OPINION

La carga de Bella Unión y Chala es alimentada eléctricamente desde la subestación Marcona 60 kV, mediante una línea de transmisión de 139 kilómetros totales. Para la demanda proyectada al 2028 y 2030, y por la gran longitud de dicha línea, los resultados de las simulaciones evidencian niveles de tensión de hasta 0.63 pu., valor muy por debajo del mínimo permitido, en caso el anteproyecto no ingrese en la fecha requerida.

Con el ingreso del anteproyecto se refuerza el suministro de energía hacia las cargas de la red en estudio (Sistema eléctrico Marcona – Bella Unión - Chala).

Las instalaciones que conforman el anteproyecto no tienen un impacto negativo en la operación del SEIN, puesto que en todos los escenarios analizados no se presenta sobrecarga en líneas de transmisión y transformadores de potencia que sean atribuibles a su conexión, por el contrario, el Proyecto mejora los niveles de carga y el perfil de tensión en el área de influencia, incrementando sustancialmente la confiabilidad del sistema eléctrico en estudio.

En condiciones Sin Proyecto se presenta una gran caída de tensión en la subestación Chala, fuera del límite permitido en operación normal e incluso situaciones de colapso de tensión. Estos resultados evidencian el requerimiento de un nuevo punto de suministro hacia dicha subestación. El enlace Pampa - Chala 60 kV, que forma parte del anteproyecto, soluciona los problemas descritos.



PERÚ

Ministerio
de Energía y Minas

“Decenio de la Igualdad de Oportunidades para Mujeres y Hombres”
“Año del Fortalecimiento de la Soberanía Nacional”
“Año del Bicentenario del Congreso de la República del Perú”

Los Proyectos originan un incremento en el nivel de cortocircuito en las barras aledañas, no obstante, los valores de cortocircuito son menores a la capacidad de ruptura de los equipos existentes y proyectados.

C. RECOMENDACIONES

Se recomienda aprobar el proyecto como parte del Plan Vinculante del PT 2023-2032. Asimismo, en caso se requiera mayores detalles del equipamiento previsto para este proyecto se sugiere revisar el Anteproyecto “ITC 10 - Marcona II - San Isidro” ubicado en el Volumen III de la Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2023-2032 del COES.

8.3.14 Enlace 138 kV Abancay Nueva – Andahuaylas, ampliaciones y subestaciones asociadas (Proyecto ITC)

A1 Características del Proyecto

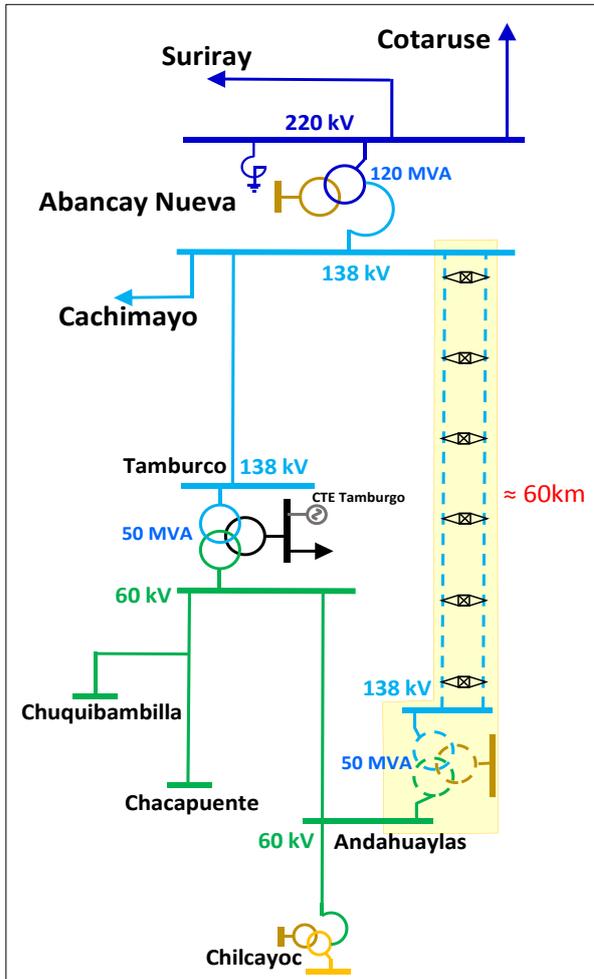
El presente proyecto tiene como alcance el enlace 138 kV Abancay Nueva - Andahuaylas y ampliaciones de subestaciones asociadas que comprende las siguientes instalaciones:

- Ampliación de la Subestación Abancay Nueva 138 kV
- Ampliación de la Subestación Andahuaylas 60 kV
- LT 138 kV SE Abancay Nueva - SE Andahuaylas, de 77.07 km, en doble terna.

El diagrama unifilar del proyecto y el mapa de ubicación se presentan en las siguientes figuras.

Figura N° 8.35: Diagrama Unifilar del proyecto enlace 138 kV Abancay Nueva - Andahuaylas y ampliaciones de subestaciones asociadas

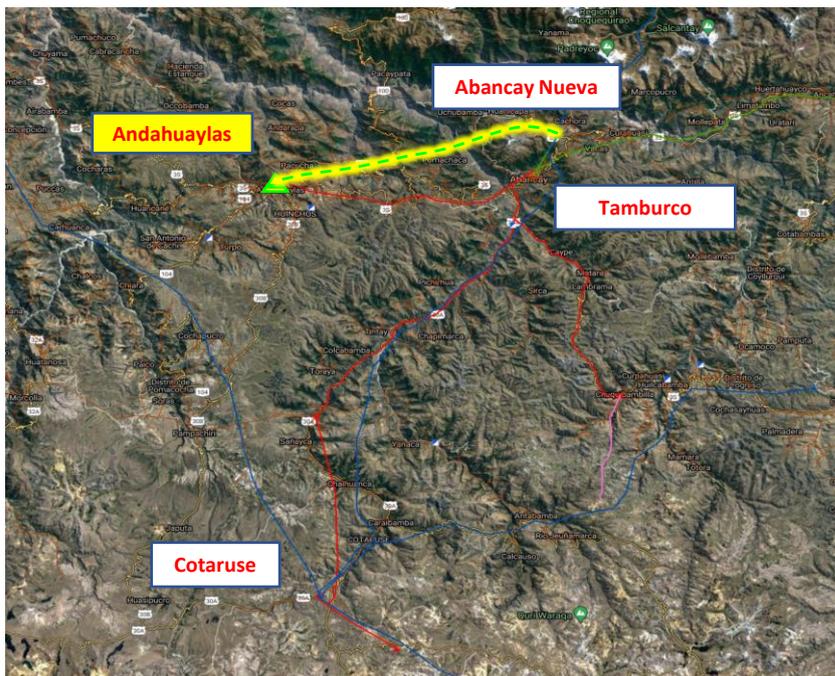
“Decenio de la Igualdad de Oportunidades para Mujeres y Hombres”
“Año del Fortalecimiento de la Soberanía Nacional”
“Año del Bicentenario del Congreso de la República del Perú”



Fuente: Propuesta definitiva de actualización del Plan de Transmisión 2023-2032 (Informe COES/DP-02-2022 - Figura 4.51)

Figura N° 8.37: Mapa de ubicación del proyecto enlace 138 kV Abancay Nueva - Andahuaylas y ampliaciones de subestaciones asociadas

“Decenio de la Igualdad de Oportunidades para Mujeres y Hombres”
 “Año del Fortalecimiento de la Soberanía Nacional”
 “Año del Bicentenario del Congreso de la República del Perú”



Fuente: Propuesta definitiva de actualización del Plan de Transmisión 2023-2032 (Informe COES/DP-02-2022 - Figura 4.52)

A2. Justificación del Proyecto

El sistema eléctrico de Abancay - Andahuaylas no cumple con el criterio de redundancia de transmisión (N-1). También presenta déficit de capacidad de transmisión y transformación en el suministro, con la implementación de este proyecto se busca mejorar la confiabilidad de la transmisión 60 kV de la zona de Andahuaylas (condición N-1).

A3. Presupuesto

El presupuesto total del proyecto es aproximadamente US\$ 20 millones, no incluye IGV. El desgregado por componentes se aprecia en el siguiente cuadro.

Cuadro N° 8.22: Presupuesto del Anteproyecto por componentes (US\$)

Ítem	Descripción	Precio Parcial (US\$)
1.0	SUBESTACIONES	4 050 648,62
	Suministros subestaciones	2 864 808,36
	Montaje subestaciones	409 047,02
	Obras civiles subestaciones	772 895,69
	Costo predial	3 897,55
2.0	LINEAS DE TRANSMISIÓN	10 140 080,53
	Suministros líneas de transmisión	5 062 444,83
	Montaje líneas de transmisión	3 267 594,47
	Obras civiles líneas de transmisión	1 764 850,44
	Costo predial	45 190,79
3.0	COSTOS INDIRECTOS	2 557 400,97
4.0	GASTOS GENERALES Y UTILIDADES (% Montaje y OC)	1 241 286,76
5.0	DISEÑOS Y ESTUDIOS	461 487,83
6.0	SUB TOTAL	18 450 904,70
7.0	OTROS	1 384 463,48
	Gerenciamiento	1 384 463,48
8.0	TOTAL USD (SIN IGV)	19 835 368,18

Fuente: Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2023-2032 (Anteproyecto “ITC 13 - Enlace Abancay Nueva – Andahuaylas”)

A4. Plazo de ejecución



PERÚ

Ministerio
de Energía y Minas

“Decenio de la Igualdad de Oportunidades para Mujeres y Hombres”
“Año del Fortalecimiento de la Soberanía Nacional”
“Año del Bicentenario del Congreso de la República del Perú”

Según el cronograma de actividades, la ejecución del proyecto es de 52 meses.

A5. Año requerido

El COES determina que técnicamente el proyecto se necesita a partir del año 2026. Asimismo, tomando en cuenta el proceso de aprobación y licitación del proyecto, el año de puesta en operación comercial (POC) también coincidirá con el año 2026.

B. COMENTARIOS Y OPINION

Con el ingreso del anteproyecto se consigue una notable mejora en el perfil de tensiones del Sistema de Abancay-Andahuaylas (Abancay, Chuquibambilla, Andahuaylas y Chilcayoc), así como el incremento de la confiabilidad del suministro eléctrico que ponen en evidencia la necesidad de la puesta en servicio del proyecto.

Las tensiones en las barras en los casos SIN PROYECTO y CON PROYECTO se encuentran dentro de los rangos de operación según los criterios de desempeño en condición normal del SEIN. Los niveles de carga en las líneas de transmisión en los casos SIN PROYECTO y CON PROYECTO se encuentran dentro de las tolerancias de los criterios de desempeño en condición normal de operación del SEIN. Los niveles de carga en los transformadores de potencia para los casos SIN PROYECTO y CON PROYECTO se encuentran dentro de las tolerancias de los criterios de desempeño en condición normal de operación del SEIN.

En ese sentido, los resultados de las simulaciones del año 2028 y 2030 indican que la conexión del Proyecto en el SEIN no impacta negativamente en la operación normal del sistema, especialmente en la zona de influencia del proyecto.

C. RECOMENDACIONES

Se recomienda aprobar el proyecto como parte del Plan Vinculante del PT 2023-2032. Asimismo, en caso se requiera mayores detalles del equipamiento previsto para este proyecto se sugiere revisar el Anteproyecto “ITC 13 - Enlace Abancay Nueva – Andahuaylas” ubicado en el Volumen III de la Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2023-2032 del COES.

8.3.15 Enlace 138 kV San Román – Yocara – Maravilla (Juliaca), ampliaciones y subestaciones asociadas (Proyecto ITC)

A1 Características del Proyecto

El proyecto tiene como alcance los diseños de la Subestación Yocara 138/60/22.9 kV, así como los diseños de las nuevas líneas de transmisión 138 kV Yocara – Maravilla y Yocara – San Román.

El proyecto se implementará con las siguientes instalaciones:

- Nueva Subestación Yocara 138/60/22.9 kV
- Ampliación en 138 kV de la subestación Maravilla
- Ampliación en 138 kV de la Subestación San Román
- LT 138 kV SE Yocara – SE Maravilla, simple terna de aprox. 16.85 km
- LT 138 kV SE Yocara – SE San Román, simple terna de aprox. 17.97 km

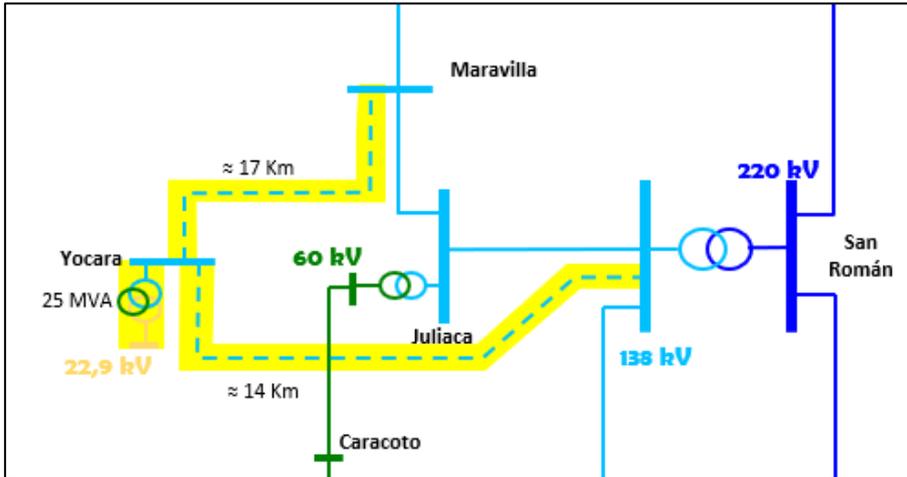
Las instalaciones del proyecto se encuentran ubicadas en el departamento de Puno, parte Sur del Perú.

- La subestación San Román 138 kV, está ubicada en el distrito de Juliaca, provincia de San Román, departamento de Puno, a una altitud de 3824 msnm.
- La nueva subestación Yocara 138/60/22.9 kV de configuración simple barra en 138 kV, ubicada en el distrito de Juliaca, provincia de San Román, departamento de Puno, a una altitud de 3824 msnm aproximadamente.
- La subestación Maravilla 138 kV está ubicada en el distrito de Juliaca, provincia de San Román, departamento de Puno, a una altitud de 3830 msnm aproximadamente.

El diagrama unifilar del proyecto y el mapa de ubicación se presentan en las siguientes figuras.

“Decenio de la Igualdad de Oportunidades para Mujeres y Hombres”
 “Año del Fortalecimiento de la Soberanía Nacional”
 “Año del Bicentenario del Congreso de la República del Perú”

Figura N° 8.38: Diagrama Unifilar del proyecto “Enlace 138 kV San Román – Yocara – Maravilla (Juliaca), ampliaciones y subestaciones asociadas”



Fuente: Propuesta definitiva de actualización del Plan de Transmisión 2023-2032 (Informe COES/DP-02-2022 - Figura 4.54)

Figura N° 8.39: Mapa de ubicación del proyecto “Enlace 138 kV San Román – Yocara – Maravilla (Juliaca), ampliaciones y subestaciones asociadas”



Fuente: Propuesta definitiva de actualización del Plan de Transmisión 2023-2032 (Informe COES/DP-02-2022 - Figura 4.55)

A2. Justificación del Proyecto

El proyecto resuelve el problema de distribución de Juliaca para satisfacer el análisis del criterio de redundancia (N-1) en redes de configuración radial. Juliaca tiene un problema grave en sus redes de subtransmisión y cuenta con un solo punto de alimentación en 138 kV para una demanda de 55 MW en el 2032.

A3. Presupuesto



El presupuesto total del proyecto, sin incluir IGV, es aproximadamente US\$ 9 millones. El desagregado se muestra en el siguiente cuadro:

Cuadro N° 8.23: Presupuesto del Anteproyecto por componentes (US\$)

Ítem	Descripción	Precio Parcial (US\$)
1.0	SUBESTACIONES	3,843,638.65
	Suministros subestaciones	2,532,687.25
	Montaje subestaciones	447,895.38
	Obras civiles subestaciones	861,517.51
	Costo predial	1,538.51
2.0	LINEAS DE TRANSMISIÓN	2,391,861.00
	Suministros líneas de transmisión	972,903.62
	Montaje líneas de transmisión	700,923.67
	Obras civiles líneas de transmisión	698,302.69
	Costo predial	19,731.02
3.0	COSTOS INDIRECTOS	1,135,501.68
4.0	GASTOS GENERALES Y UTILIDADES (% Montaje y OC)	540,164.87
5.0	DISEÑOS Y ESTUDIOS	202,631.85
6.0	SUB TOTAL	8,113,798.05
7.0	OTROS	607,895.55
	Gerenciamiento	607,895.55
8.0	TOTAL USD (SIN IGV)	8,721,693.60

Fuente: Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2023-2032 (Anteproyecto “ITC 14 – Enlace Juliaca-Yocara-Maravilla”)

A4. Plazo de ejecución

Según el cronograma de actividades, la ejecución del proyecto es aproximadamente 53 meses incluyendo el periodo requerido para el proceso de aprobación y licitación de la concesión.

A5. Año requerido

El COES determina que técnicamente el proyecto se necesita a partir del año 2027. En este caso, tomando en cuenta que el proceso de aprobación y licitación, el proyecto no tendría retrasos en el cronograma, el COES indica que el año de puesta en operación comercial (POC) podría ser en el año 2026.

B. COMENTARIOS Y OPINION

El proyecto “Enlace 138 kV San Román – Yocara – Maravilla (Juliaca), ampliaciones y subestaciones asociadas” se sustenta en la necesidad de evitar severas consecuencias operativas ante contingencias N-1 así como a problemas operativos en las redes de Juliaca y Azángaro.

Por otro lado, es necesario mencionar que la Subestación Maravilla está incluida en el proceso de reasignación del DS 018-2021, por lo que la implementación del Enlace 138 kV San Román – Yocara – Maravilla (Juliaca) dependerá de la puesta en servicio de la Subestación Maravilla. Esto constituye un factor de riesgo que puede retrasar o impedir la ejecución del Enlace 138 kV San Román – Yocara – Maravilla (Juliaca), en tanto no se defina la situación de la Subestación Maravilla.

C. RECOMENDACIONES

Se recomienda aprobar el proyecto como parte del Plan Vinculante del PT 2023-2032. Asimismo, en caso se requiera mayores detalles del equipamiento previsto para este proyecto se sugiere revisar el Anteproyecto “ITC 14 – Enlace Juliaca-Yocara-Maravilla” ubicado en el Volumen III de la Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2023-2032 del COES.



PERÚ

Ministerio
de Energía y Minas

“Decenio de la Igualdad de Oportunidades para Mujeres y Hombres”

“Año del Fortalecimiento de la Soberanía Nacional”

“Año del Bicentenario del Congreso de la República del Perú”

8.3.16 Enlace 138 kV Derivación San Rafael - Ananea, ampliaciones y subestaciones asociadas (Proyecto ITC)

A1. Características del Proyecto

El presente proyecto tiene como alcance la construcción de la nueva subestación Derivación San Rafael de 138 kV, así como la construcción de las nuevas líneas de transmisión Derivación San Rafael – Ananea en 138kV y línea de derivación en 138 kV a la subestación San Rafael.

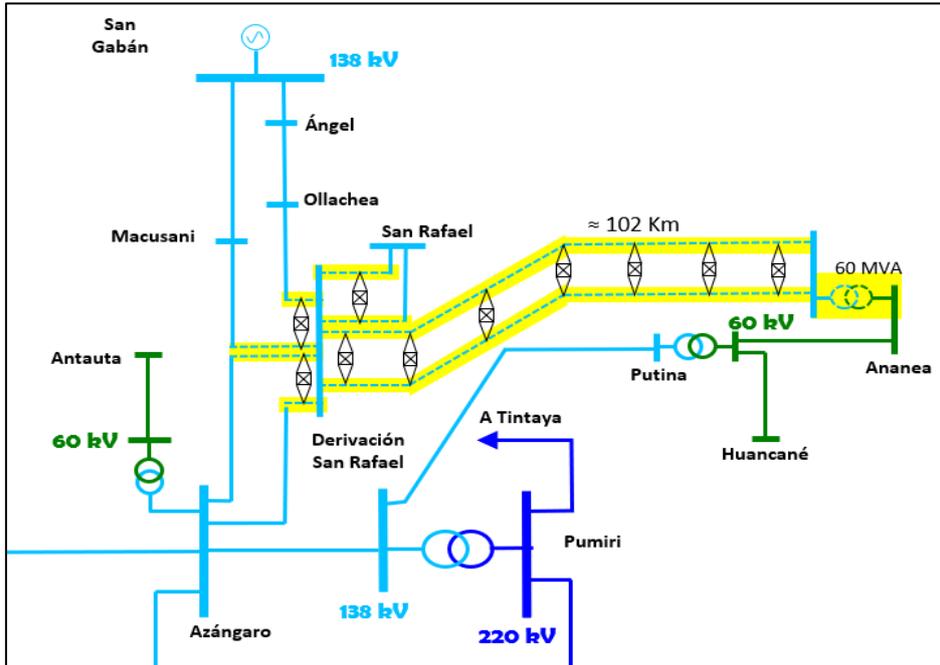
La nueva subestación Derivación San Rafael servirá para la implementación de las líneas de derivación en 138 kV por el seccionamiento de la línea de 138 kV San Gabán II - Azángaro (L-1010) y conexión de las líneas San Rafael – Azángaro (L-1009) y San Rafael – El Angel (L-1051) a la subestación Derivación San Rafael, según se detalla a continuación:

- Tramo de LT 138 kV SE Derivación San Rafael – SE San Rafael, doble terna de aprox. 1.429 km para seccionar la LT 1009 y 1051 y conectarla a la SE Derivación San Rafael.
- Tramo de LT 138 kV SE Derivación San Rafael – SE Azángaro, doble terna de aprox. 1.311 km para seccionar la LT 1009 y 1010 y conectarla a la SE Derivación San Rafael.
- Tramo de LT 138 kV SE Derivación San Rafael – SE Ollachea, simple terna de aprox. 0.557 km para seccionar la LT 1051 y conectarla a la SE Derivación San Rafael.
- Tramo de LT 138 kV SE Derivación San Rafael – SE Macusane, simple terna de aprox. 0.557 km para seccionar la LT 1010 y conectarla a la SE Derivación San Rafael.
- Nueva subestación Derivación San Rafael de 138 kV.
- Ampliación en 138/60 kV de la subestación Ananea.
- LT 138 kV SE Derivación San Rafael – SE Ananea, doble terna de aproximadamente 104.744 km
Las subestaciones y líneas del proyecto se encuentran ubicadas en la zona sur del Perú, en el departamento de Puno.
- La nueva Subestación Derivación San Rafael 138kV estará ubicada en el distrito de Antauta, provincia de Melgar, departamento de Puno, a una altitud de 4600 msnm aproximadamente.
- La subestación Ananea 60/22.9 kV está ubicada en el distrito de Ananea, provincia de San Antonio de Putina, departamento de Puno, a una altitud de 4644 msnm.

El diagrama unifilar del proyecto y el mapa de ubicación se presentan en las siguientes figuras.

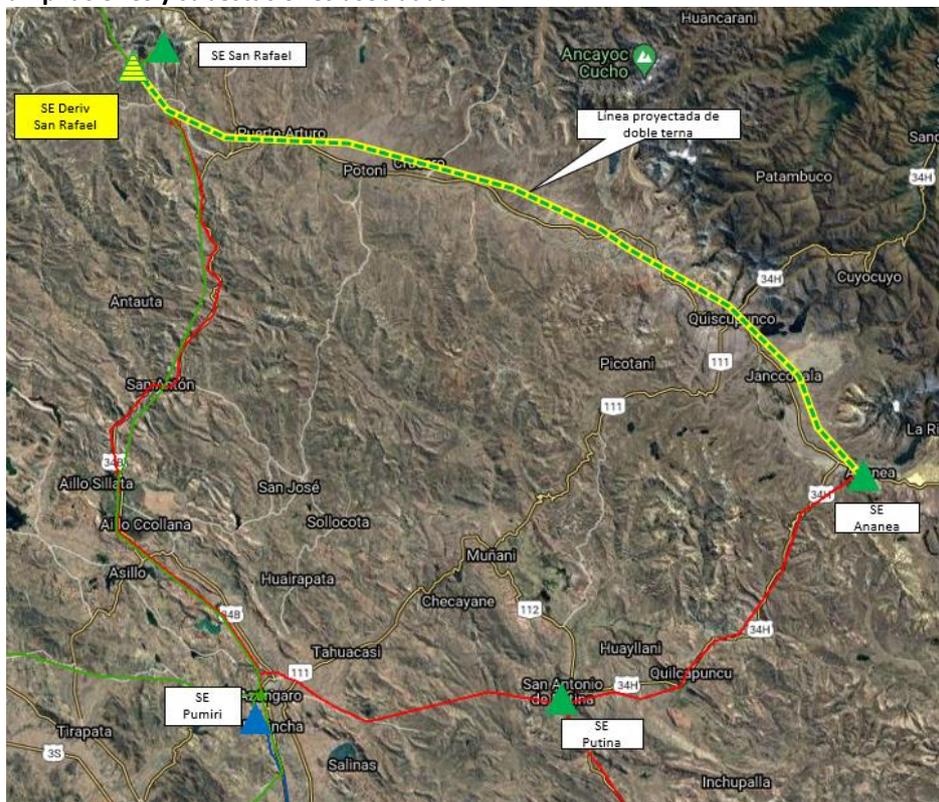
“Decenio de la Igualdad de Oportunidades para Mujeres y Hombres”
 “Año del Fortalecimiento de la Soberanía Nacional”
 “Año del Bicentenario del Congreso de la República del Perú”

Figura N° 8.40: Diagrama Unifilar del proyecto “Enlace 138 kV Derivación San Rafael - Ananea, ampliaciones y subestaciones asociadas”



Fuente: Propuesta definitiva de actualización del Plan de Transmisión 2023-2032 (Informe COES/DP-02-2022 - Figura 4.57)

Figura N° 8.41: Mapa de ubicación del proyecto “Enlace 138 kV Derivación San Rafael - Ananea, ampliaciones y subestaciones asociadas”



Fuente: Propuesta definitiva de actualización del Plan de Transmisión 2023-2032 (Informe COES/DP-02-2022 - Figura 4.58)

**PERÚ**Ministerio
de Energía y Minas

"Decenio de la Igualdad de Oportunidades para Mujeres y Hombres"

"Año del Fortalecimiento de la Soberanía Nacional"

"Año del Bicentenario del Congreso de la República del Perú"

A2. Justificación del Proyecto

Mejora de la confiabilidad de la transmisión 138 y 60 kV en la zona de Ananea (condición N-1). Este proyecto permitirá resolver problemas operativos (sobrecarga y tensiones menores a 0,95 p.u.) en el eje Putina-Ananea, así como la falta de redundancia (N-1) para la zona de Ananea atendida con red de transmisión radial.

A3. Presupuesto

El presupuesto total, sin incluir IGV, es aproximadamente US\$ 31 millones. El desagregado se muestra en el siguiente cuadro:

Cuadro N° 8.24: Presupuesto del Anteproyecto por componentes (US\$)

Ítem	Descripción	Precio Parcial (US\$)
1.0	SUBESTACIONES	8,185,607.94
	Suministros subestaciones	5,057,201.94
	Montaje subestaciones	911,621.19
	Obras civiles subestaciones	2,153,428.57
	Costo predial	63,356.23
2.0	LINEAS DE TRANSMISIÓN	14,220,669.11
	Suministros líneas de transmisión	7,129,229.31
	Montaje líneas de transmisión	4,604,061.55
	Obras civiles líneas de transmisión	2,480,198.56
	Costo predial	7,179.70
3.0	COSTOS INDIRECTOS	4,056,277.11
4.0	GASTOS GENERALES Y UTILIDADES (% Montaje y OC)	2,025,974.59
5.0	DISEÑOS Y ESTUDIOS	730,851.47
6.0	SUB TOTAL	29,219,380.23
7.0	OTROS	2,192,554.41
	Gerenciamiento	2,192,554.41
8.0	TOTAL USD (SIN IGV)	31,411,934.64

Fuente: Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2023-2032 (Anteproyecto "ITC 15 – Enlace Deriv San Rafael-Ananea")

A4. Plazo de ejecución

Según el cronograma de actividades, la ejecución del proyecto es aproximadamente de 52 meses incluyendo el periodo requerido para el proceso de aprobación y licitación de la concesión.

A5. Año requerido

El COES determina que técnicamente el proyecto se necesita a partir del año 2026. Asimismo, tomando en cuenta el proceso de aprobación y licitación del proyecto, el año de puesta en operación comercial (POC) también coincidirá con el año 2026.

B. COMENTARIOS Y OPINION

Este proyecto mejorará la confiabilidad de la transmisión 138 y 60 kV en la zona de Ananea (condición N-1) en atención a que el sistema eléctrico Ananea no cumple con el criterio de redundancia y presenta déficit de capacidad de suministro y tensiones bajas. En tal sentido, también mejora el perfil de tensiones en el horizonte de estudio.

C. RECOMENDACIONES

Se recomienda aprobar el proyecto como parte del Plan Vinculante del PT 2023-2032. Asimismo, en caso se requiera mayores detalles del equipamiento previsto para este proyecto se sugiere revisar el Anteproyecto "ITC 15 – Enlace Deriv San Rafael-Ananea" ubicado en el Volumen III de la Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2023-2032 del COES.



8.4 COMENTARIOS SOBRE LA PROPUESTA DEL PLAN VINCULANTE

- a) La propuesta del Plan Vinculante, fue elaborada por el COES según los criterios y procedimiento establecidos en la Norma “Criterios y Metodología para la elaboración del Plan de Transmisión”.
- b) Para la determinación de los planes del Sistema Troncal de Transmisión se utilizan los métodos y criterios establecidos en la Norma, que consiste en:
- El análisis energético, que incluye hacer un diagnóstico, plantear opciones y planes, y evaluar los planes, mediante los métodos Trade Off/Risk-MINIMAX (TOR/MNX) para el conjunto de escenarios de generación-demanda.
 - Realizar el análisis de confiabilidad N-1 y, en base al diagnóstico respectivo, formular las opciones que serán evaluadas de manera individual mediante los análisis eléctricos.
 - Realizar análisis eléctricos sustentados en el Artículo 14.3 de la Norma, proponiendo nuevas Instalaciones por Criterios de Seguridad, Calidad y Fiabilidad del SEIN. Las opciones de solución son evaluadas mediante análisis eléctricos.
 - Finalmente, mediante los estudios eléctricos del sistema, se verifica la correcta operación del sistema con la inclusión de los proyectos propuestos. En los análisis eléctricos se determina la correcta operación del sistema eléctrico evaluando el cumplimiento de las tolerancias de tensiones, carga por los elementos de transmisión y transformación, el cumplimiento de los límites de generación activa y reactiva, la respuesta transitoria estable, los márgenes de carga y también se determina la necesidad de equipos de compensación reactiva.
- c) En el diagnóstico del análisis energético, se determina que para los escenarios de mayor generación RER se presentan sobrecargas en algunos elementos de transmisión de la zona sur medio, mas no en el resto del sistema.
- d) Como resultado del análisis energético se proponen dos proyectos del Plan Vinculante, ambas en la zona sur medio:
- Proyecto de Nueva Subestación Bicentenario 500/220 kV ampliaciones y subestaciones asociadas.
 - Proyecto de Nueva Subestación “Hub” Poroma (Primera Etapa) y Enlace 500 kV “Hub” Poroma - Colectora, ampliaciones y subestaciones asociadas.
- e) En el análisis de confiabilidad N-1, el COES encuentra que el sistema Troncal de Transmisión del SEIN, a nivel de 500 kV, con el desarrollo de los proyectos del PT se ha convertido en un sistema mallado y robusto, por lo que no se identifica ningún proyecto sustentado por el criterio N-1. Sin embargo, se tienen sistemas radiales de 220 kV que conforman las ITC cuyo análisis de confiabilidad se examina para cada área de demanda.
- f) Aplicando los criterios de seguridad, calidad y fiabilidad (Artículo 14, numeral 14.3 del RT), el COES evalúa un total de 114 casos de estudio, producto de la combinación de 6 escenarios de operación y 19 escenarios de demanda-generación. Como resultado de estas evaluaciones, determina la necesidad del proyecto: “Enlace 500 kV Chilca CTM-Carabayllo, Ampliación de Transformación y Reactor de Núcleo de aire en la SE Chilca CTM” y ratifica la necesidad del proyecto “Extensión Subestación Hub Poroma (Primera Etapa) y Enlace 500 kV Hub Poroma - Colectora, ampliaciones y subestaciones asociadas”.



PERÚ

Ministerio
de Energía y Minas

“Decenio de la Igualdad de Oportunidades para Mujeres y Hombres”

“Año del Fortalecimiento de la Soberanía Nacional”

“Año del Bicentenario del Congreso de la República del Perú”

- g) A fin de controlar y neutralizar los fenómenos de Resonancia Sub Síncrona (RSS) que se presentan en los enlaces de 500 kV Centro-Sur, y permitir controlar los flujos por las líneas de este enlace, el COES plantea la instalación de reactores serie controlados tipo FACTS en las líneas de 500 kV Chilca - Poroma y Colcabamba – Poroma.

En el proyecto “Nueva Subestación Bicentenario 500/220 kV” se incluyen los equipos FACTS serie para la LT 500 kV Chilca - Poroma.

La compensación FACTS en la línea 500 kV Poroma-Colcabamba se incluye como un proyecto independiente que consiste en la ampliación de la SE Poroma.

- h) Otros proyectos que resultan de los criterios de seguridad, calidad y fiabilidad son los equipos FACTS Serie en líneas de 220 kV Muyurina – Cotaruse, que se incluye como parte del proyecto ITC “Nueva Subestación Muyurina 220 kV, Nueva Subestación Ayacucho, LT 220 kV Muyurina-Ayacucho, ampliaciones y Subestaciones asociadas” y el enlace 138 kV Campas-la Virgen, que forma parte del proyecto ITC “Incremento de la Confiabilidad 138-60KV del Sistema Eléctrico de Tarma – Chanchamayo”.
- i) En general, los proyectos para el sistema troncal de transmisión se orientan a preparar el sistema para el desarrollo de la generación renovable en las zonas sur medio y sur, es el caso de las SE Bicentenario, Hub de Poroma y Hub de San José. También para resolver el problema puntual de capacidad de transmisión entre Chilca y Carabayllo, y neutralizar los problemas de RSS a la vez que permitir flexibilidad operativa para el control de los flujos por los enlaces centro-sur en 500 kV y 220 kV.
- j) Respecto a los proyectos ITC (instalaciones de Transmisión de Conexión), de conformidad con la norma vigente, el COES efectuó el diagnóstico situacional de las 14 áreas de demanda definida para el PT 2023-2032.
- Para las áreas de demanda 1, 2, 4, 12 y 13 el diagnóstico indica que no presentan problemas, por lo que no se plantean proyectos ITC.
 - Las áreas de demanda 5 y 8 presentan falta de capacidad para atender el crecimiento de la demanda.
 - Las áreas de Demanda 3, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11 y 14 no cumplen con el criterio de redundancia N-1.
 - En consecuencia, se plantean un total de 16 proyectos ITC.
- k) Luego del diagnóstico por cada área de demanda, el COES formuló entre 2 a 3 alternativas posibles de proyectos de solución, los cuales evaluó operativamente mediante estudios eléctricos, y posteriormente efectuó la comparación de costos a efectos de determinar la solución de menor costo, de acuerdo a los criterios establecidos en la Norma.
- l) De conformidad con lo dispuesto en el literal g) del numeral 16.11.1 del artículo 16 de la Resolución Ministerial N° 129-2009-MEM/DM, Osinergmin ha comunicado al Ministerio que todos los proyectos ITC propuestos por el COES cuentan con su opinión favorable para ser incluidos en el Plan Vinculante. La inversión en estos proyectos asciende a US\$ 630 millones.



9 PLAN DE LARGO PLAZO 2032

9.1 PROYECTOS DEL PLAN DE LARGO PLAZO

El Plan de largo plazo 2032 está conformado, por un total de 11 proyectos de la red troncal y 12 proyectos ITC.

El costo de inversión en los proyectos de largo plazo llega a la suma de US\$ 667 millones, de los cuales US\$261 millones (39%) corresponden a la red troncal y US\$406 millones (61%) a los proyectos ITC.

Los proyectos de la red troncal se presentan en el Cuadro N°9.1 y los proyectos ITC en el Cuadro N° 9.2.

Cuadro N° 9.1: Proyectos del Plan de Transmisión de Largo Plazo 2032 - Proyectos del Sistema Troncal

N°	Proyectos Troncales Largo Plazo	Inversión Millones USD
1	Proyecto Enlace 500 kV Colectora-Bicentenario-Chilca, ampliaciones y subestaciones asociadas	136
	LT 500 kV Colectora-Bicentenario-Chilca	
	FACTS Serie (Equipo Automático de Compensación Serie) de LLTT 500 kV Bicentenario-Chilca y Bicentenario-Poroma en SE Bicentenario.	
2	Proyecto Seccionamiento de la LT 500 kV Piura – Frontera en la SE Pariñas 500/220 kV	30
	SE Pariñas 500/220 kV (transformador)	
	Seccionamiento de la LT 500 kV Piura – Frontera con ingreso y salida a la SE Pariñas	
3	SE “Hub” San José (Segunda Etapa) patio de 500 kV y transformación 500/220 kV	15
4	SE “Hub” Montalvo y transformación 500/220 kV	16
5	Ampliación de la SE Yarabamba Transformador 500/220 kV (2do)	13
6	SE “Hub” Poroma (Segunda Etapa) patio de 220 kV y transformación 500/220 kV	17
7	Equipo FACTS Serie (Equipo Automático de Compensación Serie) en la LT 500 kV Poroma-Ocoña e instalaciones asociadas.	15
8	Seccionamiento de la LT 220 kV Mantaro-Pachachaca en la nueva SE Pucara (Huayucachi)	6
9	Repotenciación a 250 MVA de la LT 220 kV Pomacocha - San Juan	6
10	Repotenciación a 250 MVA de la LT 220 kV Pachachaca - Callahuanca	4
11	Repotenciación a 450 MVA de la LT 220 kV Poroma – Marcona	3
Costo de Inversión 261 Millones USD en Total		

Fuente: Propuesta definitiva de actualización del Plan de Transmisión 2023-2032 (Informe COES/DP-02-2022 - Tabla 1.2)

Cuadro N° 9.2: Proyectos del Plan de Transmisión de Largo Plazo 2032 - Proyectos ITC

N°	Proyectos ITC Largo Plazo	Inversión Millones USD
12	Enlace 220 kV Piura Nueva - Sullana, ampliaciones y subestaciones asociadas (ITC)	24
13	Enlace 220 kV Felam – Tierras Nuevas (Segundo Circuito), ampliaciones y subestaciones asociadas (ITC)	15
14	Nueva Subestación Moche 220/138 kV, ampliaciones y subestaciones asociadas (ITC)	21
15	Ampliación de la Subestación La Ramada con transformación 220/138 kV y líneas conexas (ITC)	21
16	Enlace 138 kV Runatullo – Satipo (Segundo Circuito), ampliación y subestaciones asociadas (ITC)	3
17	Enlace 138 kV Pomacocha – Bellavista, ampliación y subestaciones asociadas (ITC)	16
18	Enlace 220 kV Derivación Pucará - Palian (Huancayo), ampliaciones y subestaciones asociadas (ITC)	23

“Decenio de la Igualdad de Oportunidades para Mujeres y Hombres”
 “Año del Fortalecimiento de la Soberanía Nacional”
 “Año del Bicentenario del Congreso de la República del Perú”

N°	Proyectos ITC Largo Plazo	Inversión Millones USD
19	Expansión de Transmisión en 500 kV Lima Metropolitana, líneas, ampliaciones y subestaciones asociadas (ITC)	242
20	Enlace 220 kV Independencia – El Ángel, ampliaciones y subestaciones asociadas (ITC)	4
21	Enlace 138 kV Mollendo – Matarani (Segundo Circuito), ampliación y subestaciones asociadas (ITC)	3
22	Enlace 138 kV Abancay Nueva – Tamburco (Segundo Circuito), ampliaciones y subestaciones asociadas (ITC)	4
23	Nueva SE La Garita y Enlace 220 kV Los Héroes - La Garita, ampliaciones y subestaciones asociadas (ITC)	30
Costo de Inversión 406 Millones USD en Total		

Fuente: Propuesta definitiva de actualización del Plan de Transmisión 2023-2032 (Informe COES/DP-02-2022 - Tabla 1.2)

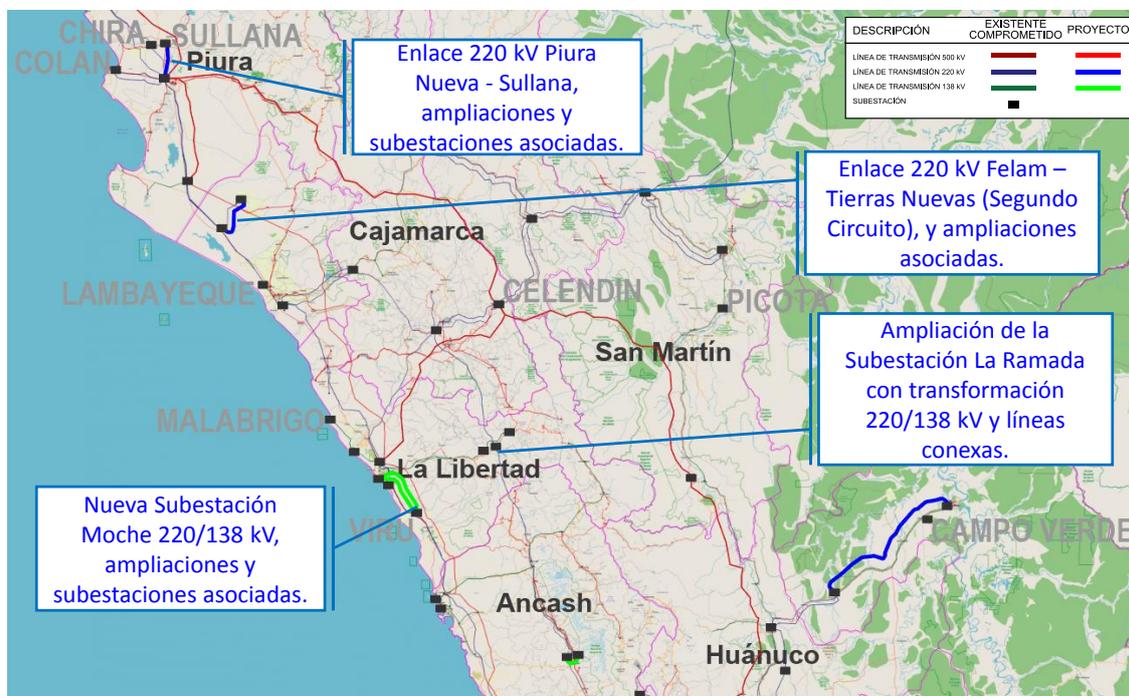
De conformidad con la Norma, el horizonte de 10 años (2032) es el año de referencia para la planificación y para la definición de los proyectos requeridos por el SEIN.

A partir del Plan de largo plazo se definen, mediante los estudios al quinto año de proyección (2028), los proyectos del Plan Vinculante, cuya ejecución debe iniciarse en los 2 primeros años posteriores a la aprobación del Plan.

Por lo tanto, los proyectos que figuran en los cuadros anteriores son todos aquellos que se requieren con posterioridad al 2028, y cuya implementación debe ser revisada en la próxima actualización del PT.

En los siguientes mapas se aprecia la ubicación geográfica de los proyectos del Plan de Largo Plazo.

Figura N° 9.1: Plan de Transmisión de Largo Plazo – Norte



Fuente: Propuesta definitiva de actualización del Plan de Transmisión 2023-2032 (Informe COES/DP-02-2022 - Figura 1.42)

“Decenio de la Igualdad de Oportunidades para Mujeres y Hombres”
 “Año del Fortalecimiento de la Soberanía Nacional”
 “Año del Bicentenario del Congreso de la República del Perú”

Figura N° 9.2: Plan de Transmisión de Largo Plazo –Centro



Fuente: Propuesta definitiva de actualización del Plan de Transmisión 2023-2032 (Informe COES/DP-02-2022 - Figura 1.43)

Figura N° 9.3 Plan de Transmisión de Largo Plazo – Sur



Fuente: Propuesta definitiva de actualización del Plan de Transmisión 2023-2032 (Informe COES/DP-02-2022 - Figura 1.44)

“Decenio de la Igualdad de Oportunidades para Mujeres y Hombres”
“Año del Fortalecimiento de la Soberanía Nacional”
“Año del Bicentenario del Congreso de la República del Perú”

Figura N° 9.4: Plan de Transmisión de Largo Plazo – Lima



Fuente: Propuesta definitiva de actualización del Plan de Transmisión 2023-2032 (Informe COES/DP-02-2022 - Figura 1.45)

Los proyectos seleccionados mediante el análisis energético, métodos Trade Off/Risk-MINIMAX, son los siguientes:

- Enlace 500 kV Chilca CTM - Bicentenario - Colectora, ampliaciones y subestaciones asociadas.
- Seccionamiento de la LT 220 kV Mantaro - Pachachaca en la nueva SE Pucara (Huayucachi)
- Repotenciación a 250 MVA de la LT 220 kV Pomacocha - San Juan
- Repotenciación a 250 MVA de la LT 220 kV Pachachaca – Callahuanca
- Repotenciación a 450 MVA de la LT 220 kV Poroma – Marcona

El proyecto siguiente fue seleccionado utilizando el criterio de confiabilidad N-1:

- Seccionamiento de la LT 500 kV Piura – Frontera en la SE Pariñas 500/220 kV

Mediante los análisis de comportamiento eléctrico, con el propósito de mantener la seguridad y calidad de la operación del sistema, se analizaron 114 casos de estudio, resultado de la combinación de 6 escenarios de operación y 19 escenarios de demanda-generación.

Aplicando este criterio se determinó los siguientes proyectos:

- Enlace 500 kV Chilca CTM - Bicentenario - Colectora, ampliaciones y subestaciones asociadas, FACTS Serie en SE Bicentenario y Ampliación en SE Colectora (segundo transformador)
- Nueva SE Hub San José 500/220 kV (segunda etapa)
- Compensación FACTS Serie en LT 500 kV Poroma – Ocoña
- SE “Hub” Montalvo y transformación 500/220 kV
- Ampliación de la SE Yarabamba Transformador 500/220 kV (2do transformador)
- SE “Hub” Poroma (Segunda Etapa) patio de 220 kV y transformación 500/220 kV



PERÚ

Ministerio
de Energía y Minas

“Decenio de la Igualdad de Oportunidades para Mujeres y Hombres”

“Año del Fortalecimiento de la Soberanía Nacional”

“Año del Bicentenario del Congreso de la República del Perú”

Proyectos ITC

De acuerdo con los criterios y metodología vigente, el diagnóstico efectuado por el COES a las diversas áreas de demanda indica lo siguiente:

- Los sistemas eléctricos del área de demanda 13 presentan falta de capacidad para atender el crecimiento de la demanda.
- Los sistemas eléctricos de las áreas de demanda 1, 2, 3, 5, 6, 7, 8, 9 y 10 no cumplen con el criterio de redundancia N-1 en líneas de transmisión.
- Los sistemas eléctricos de las áreas de demanda 4, 11 y 14 presentan problemas más allá del horizonte de planificación.

Para solucionar los problemas diagnosticados el COES plantea 12 proyectos ITC:

Un proyecto por cada área de demanda 1, 2, 8, 9, 10 y 13

Dos proyectos para el área de demanda 3

Tres proyectos para el área de demanda 5

Para las áreas de demanda 6 y 7 (Lima Metropolitana) el COES formula una propuesta similar al plan anterior (PT2021) pero no define la tecnología de los enlaces de transmisión 500 kV a Lima Norte y Lima Sur, en Corriente Alterna o Corriente Continua, sino que considera que esta se definirá acorde a la evolución de los costos de las instalaciones en Corriente Continua. Esto debido a que los costos de los convertidores FACTS CA/CC tienen una tendencia a la reducción por mejoras tecnológicas y la gran demanda mundial para la conexión de parques eólicos y solares.

9.2 COMENTARIOS SOBRE EL PLAN DE LARGO PLAZO

Los proyectos propuestos están principalmente determinados por los criterios de confiabilidad, seguridad y calidad del sistema eléctrico.

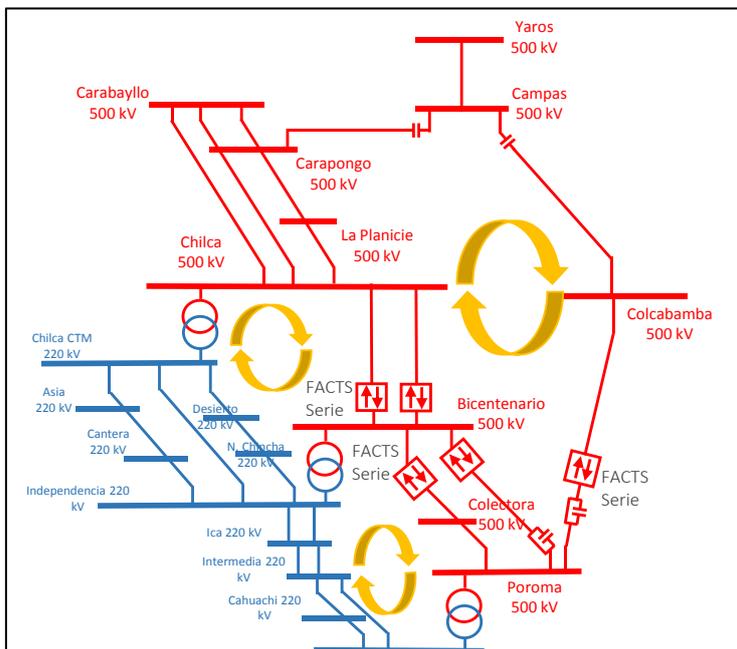
Los proyectos determinados por el método de análisis energético (Trade Off/Risk-MINIMAX) son básicamente refuerzos en el tramo costero en 500 kV Chilca-Poroma, pasando por la SE Bicentenario hasta la SE Colectora, éstas 2 últimas propuestas en el plan vinculante.

Los otros proyectos son refuerzos en el sistema 220 kV de la región central, líneas Mantaro-Pomacocha-San Juan y Pachachaca - Callahuanca, y en la zona sur medio: Poroma-Marcona.

Mediante el análisis de confiabilidad, seguridad y calidad, se propone la ampliación de la capacidad de las subestaciones en San José (Arequipa), Montalvo (Moquegua) y Poroma (Marcona) con el fin de dotar de capacidad para la conexión de los proyectos RER (solares y eólicos) que se están desarrollando en las proximidades de tales subestaciones.

También, a largo plazo el COES plantea completar los sistemas de compensación serie FACTS en las líneas de 500 kV que enlazan las zonas centro y sur, que ya fueron propuestos en el plan vinculante. Con ello se neutraliza los problemas de RSS y se obtiene una mayor flexibilidad operativa para el control de flujo por las líneas en 500 kV y 220 kV.

Figura N° 9.5: Diagrama unifilar de control de flujo en circuitos de 500 kV y 220 kV con el proyecto FACTS Serie en SE Bicentenario, año 2032



Fuente: Propuesta definitiva de actualización del Plan de Transmisión 2023-2032 (Informe COES/DP-02-2022 - Figura 5.16)

Finalmente, el proyecto de seccionamiento de la línea Piura-Frontera, en la SE Pariñas, si bien se basa en el criterio N-1, el COES precisa que su principal beneficio es aumentar la capacidad de evacuación de la generación eólica en la zona de Pariñas 220 kV a valores alrededor de 600 MW.

En general, se aprecia que el PT 2023-2032, a largo plazo, está fuertemente determinado por el desarrollo de los proyectos de generación RER en las zonas norte y sur del Perú.

Se hace notar que los proyectos: Repotenciación de las líneas 220 kV Pomacocha - San Juan y Pachachaca – Callahuanca, fueron aprobadas en el PT 2013-2022 y posteriormente retiradas del PT mediante la Resolución Ministerial N° 422-2020-MINEM/DM que aprobó el PT 2021-2030, al amparo del numeral 17.7 del Reglamento de Transmisión, debido a que no pudieron ser implementados por razones diversas. En consecuencia, el COES debe volver a evaluar estos proyectos en futuras actualizaciones del PT a fin de identificar nuevas opciones de refuerzo del sistema central.

9.3 INSTALACIONES DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN QUE DEBERÁN SALIR DE SERVICIO

En cumplimiento del literal d) numeral 22.2 del Artículo 22 de la Ley 28832 que indica: “dos (2) años previos al vencimiento de la concesión, el COES evaluará, dentro del Plan de Transmisión, la necesidad y el plazo de mantener en uso la instalación de transmisión. En caso de que resulte conveniente continuar con su utilización, el Ministerio procederá a licitar nuevamente la concesión, empleando como factor de competencia la remuneración garantizada que cubra los Costos de Explotación durante el siguiente plazo de concesión”, el COES examinó los contratos de concesión de transmisión más próximos a concluir, encontrando que, en todas las instalaciones de transmisión, el contrato de concesión más próximo a vencer es para el año 2032.

En consecuencia, no existe ninguna concesión cuyo vencimiento esté en los límites indicados en el numeral 22.2 del Artículo 22 de la Ley 28832.

10 INTERCONEXIONES INTERNACIONALES

La situación de las posibles interconexiones con los sistemas eléctricos de los países vecinos, no ha cambiado significativamente desde el reporte efectuado por el COES en el PT 2021-2030

El proyecto que registra mayor avance es la interconexión con Ecuador, mediante la construcción de una línea de 500 kV entre Piura (Perú) y la SE Pasaje (Ecuador).

Pese a que el proyecto fue aprobado en el Plan de Transmisión y su puesta en servicio se estimó para el año 2024, en su propuesta definitiva de actualización del PT 2023-2032, el COES no reporta ningún avance o variación del estado del proyecto.

El reporte de las actividades se limita a destacar la necesidad de efectuar estudios operativos integrales de la Interconexión Perú – Ecuador -Colombia tal que permita analizar en forma plena el proyecto de Interconexión Eléctrica Ecuador-Perú 500 kV, en el contexto de una interconexión del Perú – Ecuador – Colombia, y, además, que los estimados de intercambio Perú-Ecuador, con los refuerzos de transmisión en 500 kV hacia el norte del Perú, se elevan a valores de 1500 MW en el sentido Ecuador-Perú, y de 1100 MW en el sentido Perú-Ecuador.

Respecto a las eventuales interconexiones con países vecinos como Bolivia, Chile y Brasil, mantienen la misma situación que la reportada en el PT 2021.

Figura N° 10.1: Posibles Interconexiones Eléctricas Internacionales del Perú



Fuente: Propuesta definitiva de actualización del Plan de Transmisión 2023-2032 (Informe COES/DP-02-2022 - Figura 7.15)



11 CONCLUSIONES

- a) La Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2023-2032, presentada por el COES, cumple con los procedimientos y disposiciones establecidas en la Ley 28832: Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, el Reglamento de Transmisión, y la Norma "Criterios y Metodología para la elaboración del Plan de Transmisión".
- b) El proceso de presentación de la propuesta de actualización del PT, la revisión efectuada por Osinermin, la presentación de la Propuesta Definitiva, y la remisión de la opinión de Osinermin, se ha cumplido dentro de los plazos establecidos en el Reglamento de Transmisión.
- c) Osinermin, de conformidad con las normas vigentes, ha presentado su opinión sustentada sobre dicha propuesta, precisando que algunas de las observaciones planteadas por dicho organismo no fueron absueltas en su totalidad por el COES.
- d) Las observaciones a la Propuesta Definitiva del Plan de Transmisión, incluidas en el documento de Opinión de Osinermin, no concluyen de manera específica en la necesidad de modificar el Plan Vinculante o el Plan de Largo Plazo propuestos por el COES. Las observaciones más importantes concluyen en efectuar propuestas, recomendaciones o sugerencias sobre la metodología de elaboración del Plan, las cuales deberían considerarse en los futuros estudios de actualización del PT, o incorporarse como modificaciones a la Norma "Criterios y Metodología para la elaboración del Plan de Transmisión".
- e) A partir de la evaluación de las observaciones de Osinermin, no es técnicamente posible sustentar modificaciones o cambios en los planes propuestos por el COES. Osinermin, por su parte ha manifestado su opinión favorable a los proyectos del Plan Vinculante.
- f) Respecto a lo indicado por Osinermin en su Oficio N° 1388-2022-GRT, para que el Ministerio solicite al COES, donde corresponda, la actualización de los Anteproyectos presentado y publicados en Propuesta Definitiva de la Actualización del PT 2023-2032, el COES ha informado al Ministerio que, luego revisar el documento de Osinermin, concluye que Osinermin no ha solicitado la modificación de los Anteproyectos del PT 2023-2032, por lo tanto no requieren ser modificados y se mantienen conforme a lo publicado.
- g) El Ministerio encuentra adecuadas las conclusiones del COES que, de acuerdo con lo indicado por Osinermin, en la etapa actual no es necesario, efectuar modificaciones a los Anteproyectos presentados en la Propuesta Definitiva del PT 2023-2032. En ese sentido, en las etapas posteriores de implementación de los proyectos, se podrán efectuar las actualizaciones que resulten necesarias, para los procesos de licitación de concesión, y aquellas que son propias de la evolución y avance en la definición de los detalles de la ingeniería de los proyectos.
- h) En la formulación de los Planes se ha aplicado el método de análisis energético, mediante el procedimiento Trade off/Risk-MINIMAX, el criterio de confiabilidad N-1 y los análisis eléctricos, considerados en la Norma para determinar los proyectos que garanticen la seguridad, calidad y fiabilidad del SEIN (Artículo 14.3 de la Norma).
- i) Como resultado del análisis energético se definen dos proyectos vinculantes para la red troncal, ambas en la zona sur medio:
 - Proyecto de Nueva Subestación Bicentenario 500/220 kV ampliaciones y subestaciones asociadas.



PERÚ

Ministerio
de Energía y Minas

“Decenio de la Igualdad de Oportunidades para Mujeres y Hombres”

“Año del Fortalecimiento de la Soberanía Nacional”

“Año del Bicentenario del Congreso de la República del Perú”

- Proyecto de Nueva Subestación “Hub” Poroma (Primera Etapa) y Enlace 500 kV “Hub” Poroma - Colectora, ampliaciones y subestaciones asociadas.
- j) En el análisis de confiabilidad N-1, el COES encuentra que el sistema Troncal de Transmisión del SEIN, a nivel de 500 kV, con el desarrollo de los proyectos del PT se ha convertido en un sistema mallado y robusto, por lo que no se identifica ningún proyecto sustentado por el criterio N-1.
- k) Aplicando los criterios de seguridad, calidad y fiabilidad (Artículo 14, numeral 14.3 del RT), el COES evalúa un total de 114 casos de estudio, producto de la combinación de 6 escenarios de operación y 19 escenarios de demanda-generación. Como resultado de estas evaluaciones, determina la necesidad del proyecto: “Enlace 500 kV Chilca CTM-Carabayllo, Ampliación de Transformación y Reactor de Núcleo de aire en la SE Chilca CTM” y ratifica la necesidad del proyecto “Extensión Subestación Hub Poroma (Primera Etapa) y Enlace 500 kV Hub Poroma - Colectora, ampliaciones y subestaciones asociadas”.
- l) A fin de controlar y neutralizar los fenómenos de Resonancia Sub Síncrona (RSS) que se presentan en los enlaces de 500 kV Centro-Sur, y permitir controlar los flujos por las líneas de este enlace, el COES plantea la instalación de reactores serie controlados tipo FACTS en las líneas de 500 kV Chilca - Poroma y Colcabamba – Poroma. En el proyecto “Nueva Subestación Bicentenario 500/220 kV” se incluyen los equipos FACTS serie para la LT 500 kV Chilca – Poroma y la compensación FACTS en la línea 500 kV Poroma-Colcabamba se incluye como un proyecto independiente.
- m) Otros proyectos que resultan de los criterios de seguridad, calidad y fiabilidad son los equipos FACTS Serie en las líneas de 220 kV Muyurina – Cotaruse, que se incluye como parte del proyecto ITC “Nueva Subestación Muyurina 220 kV, Nueva Subestación Ayacucho, LT 220 kV Muyurina-Ayacucho, ampliaciones y Subestaciones asociadas” y el enlace 138 kV Campas-la Virgen, que forma parte del proyecto ITC “Incremento de la Confiabilidad 138-60KV del Sistema Eléctrico de Tarma – Chanchamayo”.
- n) Los proyectos ITC del plan Vinculante son en total 16, para las distintas áreas de demanda establecidas por Osinergmin.
- o) Para el largo plazo, con horizonte al año 2032, el COES propone un total de 11 proyectos de la red troncal y 12 proyectos ITC. Los proyectos propuestos están principalmente determinados por los criterios de confiabilidad, seguridad y calidad del sistema eléctrico.
- p) Los proyectos determinados por el método de análisis energético (Trade Off/Risk-MINIMAX) son básicamente refuerzos en el tramo costero en 500 kV Chilca-Poroma, pasando por la SE Bicentenario hasta la SE Colectora, éstas 2 últimas propuestas en el plan vinculante. Los otros proyectos son refuerzos en el sistema 220 kV de la región central, líneas Mantaro-Pomacocha-San Juan y Pachachaca-Callahuanca y en la zona sur medio: Poroma-Marcona.
- q) Mediante el análisis de confiabilidad, seguridad y calidad, se propone la ampliación de la capacidad de las subestaciones en San José (Arequipa), Montalvo (Moquegua) y Poroma (Marcona) con el fin de dotar de capacidad para la conexión de los proyectos ERNC (solares y eólicos) que se están desarrollando en las proximidades de tales subestaciones.
- r) El proyecto de seccionamiento de la línea Piura-Frontera, en la SE Pariñas, se basa en el criterio N-1, pero además su principal beneficio es aumentar la capacidad de evacuación de la generación eólica en la zona de Pariñas 220 kV a valores alrededor de 600 MW.
- s) También, a largo plazo el COES plantea completar los sistemas de compensación serie FACTS en las líneas de 500 kV que enlazan las zonas centro y sur, que ya fueron propuestos en el plan



PERÚ

Ministerio
de Energía y Minas

“Decenio de la Igualdad de Oportunidades para Mujeres y Hombres”

“Año del Fortalecimiento de la Soberanía Nacional”

“Año del Bicentenario del Congreso de la República del Perú”

vinculante. Con ello se neutraliza los problemas de RSS y se obtiene una mayor flexibilidad operativa para el control de flujo por las líneas en 500 kV y 220 kV.

- t) En general, se aprecia que el PT 2023-2032, a largo plazo, está fuertemente determinado por el desarrollo de los proyectos de generación ERNC en las zonas norte y sur del Perú.
- u) Respecto a las instalaciones de transmisión que deben salir de servicio por cumplirse la vigencia de los contratos de concesión, el COES determina que las concesiones tienen vigencia hasta el 2032, por lo que en ninguna de las concesiones se cumple con la anticipación de 2 años que establece el Artículo 22 de la Ley 28832.
- v) En relación a los proyectos de interconexión con los países vecinos, el COES no reporta avances significativos respecto al PT2021. El proyecto de interconexión con el Ecuador, que fue aprobado en el PT2019, aún no tiene concesión para su ejecución.



PERÚ

Ministerio
de Energía y Minas

“Decenio de la Igualdad de Oportunidades para Mujeres y Hombres”
“Año del Fortalecimiento de la Soberanía Nacional”
“Año del Bicentenario del Congreso de la República del Perú”

12 RECOMENDACIONES

- a) Como resultado de la revisión efectuada, se recomienda aprobar la Propuesta de Actualización del Plan de Transmisión 2023-2032 presentada por el COES.
- b) Es necesario que el COES evalúe las recomendaciones formuladas por Osinergmin, a efectos de que sean consideradas en los futuros estudios de actualización del PT, y en una eventual propuesta de modificación de la Norma “Criterios y Procedimientos para la elaboración del Plan de Transmisión”.
- c) Los Anteproyectos de los proyectos que comprenden ampliaciones o intervenciones en instalaciones que aún están en proceso de construcción, deberían ser actualizados según el avance de tales instalaciones, previo a los procesos de promoción y adjudicación.
- d) Los Anteproyectos presentados por el COES, deberían ser cuidadosamente revisados para evitar errores o incongruencias de detalle, además es recomendable que tengan la misma estructura de presentación y los mismos criterios para elaborar los presupuestos y cronogramas de ejecución, a fin de facilitar los procesos de promoción y adjudicación.
- e) Respecto a los proyectos “Repotenciación de las líneas 220 kV Pomacocha - San Juan y Pachachaca – Callahuanca”, del Plan de Largo Plazo, el COES debe considerar que éstos fueron aprobados en el PT 2013-2022, y posteriormente retirados del PT debido a que no pudieron ser implementados por razones diversas. En consecuencia, el COES debe evaluar la inclusión de proyectos de refuerzo, considerando los antecedentes y razones que determinaron el retiro de estos proyectos.

Elaborado por:	Revisado por:
<hr/> Henry Jonathan Alarcon Cubas Analista en Promoción Eléctrica de la Dirección de Estudios y Promoción Eléctrica	<hr/> Alfredo Sausa Cornejo Director de Estudios y Promoción Eléctrica (e)

Visto el Informe Técnico N° 0099-2022/MINEM-DGE-DEPE, y estando de acuerdo con lo expresado, corresponde continuar con el proceso de aprobación de la Actualización del Plan de Transmisión 2023-2032. Pro siga su trámite.

Juan Antonio Aguilar Molina
Director General
Dirección General de Electricidad

Anexos:

Anexo 1: Evaluación de las Observaciones de Osinergmin