
Propuesta de Base Tarifaria de los Refuerzos incluidos en los Proyectos Vinculantes del Plan de Transmisión 2025-2034

Lima, marzo de 2025

Resumen Ejecutivo

El presente documento describe el informe realizado por la Gerencia de Regulación de Tarifas (en adelante "GRT") del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (en adelante "Osinergrmin") para la determinación de la propuesta de Base Tarifaria¹ de los Refuerzos² que forman parte del Plan Vinculante del Plan de Transmisión 2025-2034, aprobado por el Ministerio de Energía y Minas (MINEM) mediante la Resolución N° 483-2024-MINEM/DM.

La titularidad de dichos refuerzos las indicará el MINEM.

En el siguiente cuadro se resumen los resultados de la propuesta de Base Tarifaria correspondiente a cada uno de los proyectos y/o sub-proyectos que, según el Ministerio de Energía y Minas, quién aprobó el Plan de Transmisión 2025-2034 califican como Refuerzos.

Propuesta Base Tarifaria de Refuerzos - Plan de Transmisión 2025-2034

Ítem	Proyecto del Plan de Transmisión 2025 - 2034	Base Tarifaria (USD)
1	SE "Hub" Poroma (Segunda Etapa) patio 220 kV y transformación 500/220 kV	7 642 908
2	SE "Hub" San José (Segunda Etapa) patio 500 kV y transformación 500/220 kV	7 836 398
3	Equipo Automático Compensador Reactivo Variable (EACR) en SE San Juan 220 kV	6 629 321

En ese sentido, se propone considerar que la actualización de la Base Tarifaria de los Refuerzos, se realice según la modalidad de actualización establecida para el Costo Medio Anual ("CMA") de la instalación existente.

Finalmente, se recomienda la emisión de la Resolución mediante la cual se propone la Base Tarifaria de los Refuerzos considerados en el Plan de Transmisión 2025-2034, en cumplimiento de lo establecido en el numeral 7.2 del artículo 7 del Reglamento de Transmisión.

¹ Definición 2 de la Ley N° 28832: **Base Tarifaria.** - Monto anual a reconocer por las instalaciones del Sistema Garantizado de Transmisión que se utilizará para el cálculo de las tarifas y compensaciones de transmisión.

² Definición 26 de la Ley N° 28832: **Refuerzos.** - Son las instalaciones realizadas por un concesionario sobre redes y subestaciones en operación, destinadas a mejorar el sistema de transmisión y la calidad del servicio para alcanzar y preservar los estándares de calidad establecidos en las normas aplicables, así como aquellas necesarias para permitir el libre acceso a las redes y las interconexiones. No constituyen Refuerzos aquellas instalaciones que se cargue contablemente como gasto de acuerdo a las normas aplicables o que superen el monto definido en el Reglamento.

INDICE

1. INTRODUCCIÓN.....	2
1.1 PROCEDIMIENTO PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE LOS REFUERZOS	3
1.2 MARCO LEGAL	4
1.3 ASPECTOS REGULATORIOS	5
2. PLAN DE TRANSMISIÓN.....	6
2.1 ANTECEDENTES	6
2.2 ALCANCE DEL PLAN DE TRANSMISIÓN.....	7
2.3 CONTENIDO DEL PLAN DE TRANSMISIÓN.....	8
2.4 CALIFICACIÓN DE LOS REFUERZOS	8
2.5 CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LOS REFUERZOS	13
2.5.1SE “Hub” Poroma (Segunda Etapa) patio de 220 kV y transformación 500/220 kV	13
2.5.1.1 Ampliación de la SE HUB Poroma 500/220 kV (Segunda Etapa o Nueva SE HUB Poroma)	13
2.5.1.2 Ampliación de la Subestación Poroma 220 kV.....	14
2.5.2SE “Hub” San José (Segunda Etapa) patio de 500 kV y transformación 500/220 kV	15
2.5.2.1 Ampliación de la SE Hub San José	16
2.5.2.2 Ampliación SE San José	17
2.5.2.3 Línea de transmisión 500 kV San José – Hub San José.....	17
2.5.3Equipo Automático de Compensación Reactiva Variable (EACR) en SE San Juan 220 kV	18
2.5.3.1 Equipo Automático de Compensación Reactiva (STATCOM).....	18
3. PROPUESTA DE EMPRESAS CONCESIONARIAS.....	20
3.1 INFORMACIÓN PRESENTADA	20
3.1.1 Respecto a CTHP.....	20
3.1.2 Respecto a ATS	20
3.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN	21
3.2.1SE “Hub” Poroma (Segunda Etapa) patio de 220 kV y transformación 500/220 kV	21
3.2.2 SE “Hub” San José (Segunda Etapa) patio 500 kV y transformación 500/220 kV.....	27
4. DETERMINACIÓN DE LA BASE TARIFARIA.....	34
4.1 METODOLOGÍA	34
4.1.1 Cálculo del CMA.....	35
4.1.2 Ingreso Tarifario	35
4.1.3 Cálculo del Peaje.....	36
4.2 ASIGNACIÓN DE RESPONSABILIDAD DE PAGO.....	37
4.3 DETERMINACIÓN DE LA BASE TARIFARIA	38
4.4 FÓRMULA DE ACTUALIZACIÓN.....	38
5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	40

1. Introducción

La Definición 26 del artículo 1 de la Ley N° 28832, "Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la Generación Eléctrica", define el concepto de Refuerzos a las instalaciones realizadas por un concesionario sobre redes y subestaciones en operación, destinadas a mejorar el sistema de transmisión y la calidad del servicio para alcanzar y preservar los estándares de calidad establecidos en las normas aplicables, así como aquellas necesarias para permitir el libre acceso a las redes y las interconexiones.

Asimismo, en el artículo 5 del Reglamento de Transmisión, aprobado mediante Decreto Supremo N° 027-2007-EM, se establece que las instalaciones califican como Refuerzo cuando cumplan lo siguiente: i) estar incluida en el Plan de Transmisión al que se refiere la Ley N° 28832, satisfacer lo establecido en la Definición 26 de la Ley N° 28832, y que la inversión no debe superar los montos aprobados mediante la Resolución Ministerial N° 144-2024-MINEM/DM [para instalaciones en 220 kV no superen la suma de USD 38 166 633 (treinta y ocho millones ciento sesenta y seis mil seiscientos treinta y tres dólares americanos) y para instalaciones en 500 kV no superen el monto de USD 76 333 265 (Setenta y seis millones trescientos treinta y tres mil doscientos sesenta y cinco dólares americanos)].

Así también, en el artículo 6 del Reglamento de Transmisión se indica que *"Los Refuerzos de las instalaciones pertenecientes al Sistema Principal o al Sistema Secundario de Transmisión y que se encuentren regulados por contratos Ley suscritos al amparo del Texto Único Ordenado de las Normas con rango de Ley que regulan la entrega en concesión al sector privado de las obras públicas de infraestructura y de servicios públicos, aprobado mediante Decreto Supremo N° 059-96-PCM, se rigen por las cláusulas de dichos contratos de Concesión."*

Por otro lado, en el artículo 24 de la Ley N° 28832 se dispone que Osinerghmin establezca la Base Tarifaria referida, considerando lo siguiente:

- a) La remuneración de las inversiones, calculadas como la anualidad para un periodo de recuperación de hasta treinta (30) años, con la tasa de actualización definida en el artículo 79 de la Ley de Concesiones Eléctricas;
- b) Los costos eficientes de operación y mantenimiento, de acuerdo con lo que se establezca en el Reglamento; y,
- c) La liquidación correspondiente por el desajuste entre lo autorizado como Base Tarifaria del año anterior y lo efectivamente recaudado.

1.1 Procedimiento para la implementación de los Refuerzos

En el artículo 7 del Reglamento de Transmisión se establece el siguiente procedimiento para la implementación de los Refuerzos:

- Una vez aprobado y publicado el Plan de Transmisión, los titulares de las instalaciones sobre las que se ha previsto ejecutar los Refuerzos incluidos en la relación de Proyectos Vinculantes del Plan de Transmisión, tienen un plazo de treinta (30) días hábiles para someter a consideración de Osinergmin la especificación detallada de las obras del Refuerzo a ejecutarse.
- Dentro de los treinta (30) días hábiles después de vencido el plazo señalado en el numeral anterior, Osinergmin determinará una propuesta de Base Tarifaria para las correspondientes instalaciones que califiquen como Refuerzo.
- Una vez aprobada la Base Tarifaria, los respectivos titulares tienen un plazo de quince (15) días hábiles para ejercer su derecho de preferencia a que se refiere el literal b) del numeral 22.2 del artículo 22 de la Ley N° 28832³.
- Cuando la instalación a ser reforzada sea del Sistema Garantizado de Transmisión ("SGT") y el titular de dicha instalación ejerza su derecho de preferencia, suscribirá la Adenda a su Contrato de Concesión del SGT para que la instalación de Refuerzo sea incorporada a dicho Contrato. El Refuerzo formará parte del SGT desde la fecha en que entre en operación comercial.
- En caso de que el titular de las instalaciones que deben ser reforzadas no ejerciera su derecho de preferencia para ejecutar la obra de Refuerzo, o habiéndolo ejercido no cumpla con suscribir el correspondiente Contrato de Concesión dentro del plazo máximo de quince (15) días hábiles de notificado, el Ministerio de Energía y Minas (Minem) podrá evaluar la pertinencia de: i) en la siguiente actualización del Plan de Transmisión retirar los Refuerzos del Plan de Transmisión, recabando previamente la opinión del COES y Osinergmin; o, ii) iniciar el proceso de licitación para la construcción, operación y mantenimiento del respectivo Refuerzo, quedando el Concesionario existente obligado a dar las correspondientes facilidades para las actividades que sean necesarias a efecto del proceso de licitación, ejecución de los estudios que correspondan, así como para la construcción, operación y mantenimiento de las instalaciones de Refuerzo.
- Lo establecido anteriormente es de aplicación a los Refuerzos de cualquiera de las instalaciones que integran los Sistemas de Transmisión comprendidos en el numeral 20.1 del artículo 20 de la Ley N° 28832⁴. En las situaciones

³ b) El Ministerio podrá conducir directamente o encargar a la Agencia de Promoción de la Inversión Privada (Proinversión) los procesos de licitación necesarios para implementar el Plan de Transmisión. Si son encargados, estos procesos de licitación se realizarán al amparo de las normas y procedimientos con que cuenta Proinversión para estos efectos. En el caso de instalaciones de Refuerzo, el titular de la concesión de transmisión tendrá la preferencia para ejecutarlas directamente. De no ejercer dicha preferencia, el proyecto de la instalación de Refuerzo se incluirá en los procesos de licitación.

⁴ 20.1 El Sistema de Transmisión del SEIN está integrado por instalaciones:

particulares en que no sea posible aplicar los procedimientos establecidos, el Minem podrá adoptar un mecanismo específico que responda a las características de la instalación a reforzar.

En ese sentido, teniendo en cuenta que mediante Resolución Ministerial N° 483-2024-MINEM/DM, publicada el 30 de diciembre de 2024 el diario oficial El Peruano, se aprobó el Plan de Transmisión 2025-2034, el cronograma para la determinación de la Base Tarifaria de los Refuerzos se consigna en el Cuadro 1.1.

Cuadro 1.1. Cronograma de Actividades para la Implementación de los Refuerzos

Ítem	Actividad	Responsable	Fecha Límite
1	Especificación detallada de las obras del Refuerzo a ejecutarse.	Titular de Instalación	12 de febrero de 2025
2	Propuesta de Base Tarifaria para las correspondientes instalaciones de Refuerzo.	Osinerghin	26 de marzo de 2025
3	Ejercer derecho de preferencia a que se refiere el literal b) del numeral 22.2 del artículo 22 de la Ley N° 28832.	Titular de Instalación (Comunicado al Minem con copia a Osinerghin)	Hasta 15 días hábiles después de aprobada la Base Tarifaria
4	Notificación para suscripción de Contrato de Concesión, en caso de haber ejercido derecho de preferencia.	Minem	-
5	Inicio del proceso de licitación para la construcción, operación y mantenimiento del respectivo Refuerzo.	Minem o por encargo Proinversión	Después de 15 días hábiles luego de la notificación

1.2 Marco Legal

Para la elaboración del presente informe se ha tomado como referencia las siguientes normas, y sus modificatorias:

- Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas, publicado el 19 de noviembre de 1992 (LCE).
- Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, publicada el 23 de julio de 2006 (Ley N° 28832).
- Decreto Supremo N° 009-93-EM, Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, publicado el 25 de febrero de 1993 (RLCE).
- Decreto Supremo N° 027-2007-EM, publicado el 17 de mayo de 2007, mediante el cual se aprueba el Reglamento de Transmisión y se modifica el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, modificado con Decreto Supremo N° 018-2016-EM.

- a) Del Sistema Garantizado de Transmisión.
- b) Del Sistema Complementario de Transmisión.
- c) Del Sistema Principal de Transmisión.
- d) Del Sistema Secundario de Transmisión.

- “Criterios y Metodología para la Elaboración del Plan de Transmisión”, aprobado mediante Resolución Ministerial N° 129-2009-MEM/DM, publicado el 07 de marzo de 2009, y modificatorias.
- Resolución Ministerial N° 144-2024-MINEM/DM, aprobado el 11 de abril de 2024, actualización de los montos límites para que una instalación de transmisión sea considerada Refuerzo.

1.3 Aspectos Regulatorios

En el artículo 8 de la LCE se establece un régimen de libertad de precios para los suministros que puedan efectuarse en condiciones de competencia, y un sistema de precios regulados en aquellos suministros que por su naturaleza lo requieran, reconociendo costos de eficiencia; asimismo, en el artículo 42 de la LCE se dispone que precios regulados reflejarán los costos marginales de suministro y se estructurarán de modo que promuevan la eficiencia del sector. Así también, en el artículo 43 de la LCE se dispone que las tarifas y compensaciones correspondientes a los sistemas de transmisión deberán ser reguladas.

Ahora bien, en el artículo 44 de la LCE, se dispone que las tarifas de transmisión y distribución serán reguladas por Osinergmin independientemente de si éstas corresponden a ventas de electricidad para el servicio público o para aquellos suministros que se efectúen en condiciones de competencia.

Por otro lado, en el artículo 139 del RLCE se establece el Costo Medio Anual (en adelante “CMA”) cuya definición está contenida en el literal b), numeral i) del Decreto Supremo N° 027-2007-EM para el caso de los SST, y para los demás casos corresponde a la suma de la anualidad de los costos de inversión y el costo anual de operación y mantenimiento, en condiciones de eficiencia (en adelante “@CI” y “COyM”, respectivamente).

2. Plan de Transmisión

2.1 Antecedentes

Conforme se establece en el numeral 19.3 del artículo 19 del Reglamento de Transmisión, el 1 de abril de 2024 el COES publicó en su portal de Internet la versión preliminar de la Actualización del Plan de Transmisión 2025-2034 (en adelante "PT 2025-2034") a fin de recibir las opiniones y sugerencias de los interesados, y convocó una audiencia pública, la que se llevó a cabo el 7 de mayo de 2024, con el objeto de exponer su propuesta y dar respuesta a las observaciones recibidas de parte de los interesados y las que se formulen los asistentes a dicha audiencia pública.

Con fecha 31 de mayo de 2024, mediante documento COES/D-494-2024, el COES presentó a Osinerghmin la Propuesta Inicial del PT 2025-2034, a fin de verificar que se ha cumplido con las políticas y criterios establecidos por el Minem en la norma "Criterios y Metodología para la Elaboración del Plan de Transmisión", aprobado mediante Resolución Ministerial N° 129-2009-MEM/DM.

Mediante Oficio N° 1162-2024-GRT de fecha 15 de julio de 2024, Osinerghmin presentó al COES las Observaciones a la Propuesta Inicial del PT 2025-2034, para que el COES, con fecha máxima al 13 de setiembre de 2024, subsane dichas observaciones y a la vez, remita la Propuesta Definitiva del PT 2025-2034, con los informes y cálculos de sustento.

Posteriormente, mediante documento COES/D-765-2024 de fecha 13 de setiembre de 2024, el COES presentó a Osinerghmin la Propuesta Definitiva del PT 2025-2034, a fin de que Osinerghmin emita su opinión, conforme lo establece el numeral 17.4 del Reglamento de Transmisión.

Con Oficio N° 1649-2024-GRT, de fecha 14 de octubre de 2024, Osinerghmin remite al Minem el Informe Técnico N° 738-2024-GRT las opiniones a la Propuesta Definitiva del PT 2025-2034, en cumplimiento de lo establecido en el artículo 17 del Reglamento de Transmisión.

Posteriormente, el PT 2025-2034, fue aprobado mediante la Resolución Ministerial N° 483-2024-MINEM/DM que fuera publicada el 30 de diciembre de 2024 en el diario El Peruano.

Ahora bien, mediante carta N° ATS.GG.023.2025 del 12 de febrero de 2025, la empresa Atlantica Transmisión Sur S.A. (en adelante, "ATS") presentó las

especificaciones detalladas de las obras del Refuerzo SE "Hub" Poroma (Segunda Etapa) patio de 220 kV y Transformación 500/220 kV.

Por otro lado, mediante las Cartas N° CTHP.003.2025 y N° CTHP.004.2025, de fecha 11 de febrero de 2025, la empresa Concesionaria Transmisora Hub Poroma S.A.C. (en adelante "CTHP") presentó las especificaciones detalladas de las obras de los Refuerzos SE "Hub" Poroma (Segunda Etapa) patio de 220 kV y Transformación 500/220 kV y SE "Hub" San José (Segunda Etapa) patio de 500 kV y Transformación 500/220 kV.

Teniendo en cuenta las cartas de ATS y CTHP, mediante Oficio N° 458-2025-GRT del 19 de febrero de 2025, Osinergmin solicitó al COES la opinión sobre la propuesta emitida tanto por ambas empresas por los Refuerzos del PT 2025-2034.

COES mediante carta N° COES/D-DP-181-2025 del 3 de marzo de 2025, atendió lo solicitado por Osinergmin en el párrafo precedente. Cabe precisar que en esta comunicación el COES informó haber actualizado los Anteproyectos en noviembre 2024. Al respecto, es necesario mencionar que dicha actualización no es parte del cronograma establecido por el COES al inicio del proceso de aprobación del PT 2025-2034 y deviene en información extemporánea conforme se indica en el informe legal.

Por otro lado, mediante cartas N° CTHP.008.2025 y N° CTHP.009.2025, de fecha 7 de marzo y 14 de marzo respectivamente, CTHP complementa la información presentada mediante su carta N° CTHP.004.2024, respecto a SET Poroma.

Mediante Oficio N° 639-2025-GRT, de fecha 13 de marzo de 2025, Osinergmin solicitó al COES, información adicional respecto a lo indicado en su carta N° COES/D-DP-181-2025.

Finalmente, el COES mediante carta N° COES/D-DP-241-2025, de fecha 20 de marzo de 2025, el COES atiende lo solicitado por Osinergmin en el párrafo precedente.

2.2 Alcance del Plan de Transmisión

En el artículo 14 del Reglamento de Transmisión se establece el alcance del Plan de Transmisión, el cual debe considerar las siguientes instalaciones:

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

Adicionalmente, en cumplimiento del artículo 20 de los "Criterios y Metodología para la Elaboración del Plan de Transmisión" se incluye en el Plan de Transmisión, las Instalaciones de Transmisión de Conexión (ITC), que conectan las instalaciones de las Áreas de Demanda con las instalaciones del SEIN, y que no

se encuentran comprendidas en los Planes de Inversiones de los concesionarios de las instalaciones de transmisión remuneradas exclusivamente por la demanda.

2.3 Contenido del Plan de Transmisión

En el artículo 15 del Reglamento de Transmisión se establece el contenido mínimo del Plan de Transmisión.

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

2.4 Calificación de los Refuerzos

Como se ha mencionado en la parte introductoria del presente informe, según el artículo 5 del Reglamento de Transmisión, los Refuerzos también forman parte del Plan de Transmisión.

Al respecto, en el numeral 1.16 del artículo 1 del Reglamento de Transmisión se define que los Proyectos Vinculantes corresponden a los proyectos nuevos y Refuerzos incluidos en el Plan de Transmisión, cuyas actividades para su ejecución deben iniciarse dentro del Período de Vigencia del Plan de Transmisión. Se incluye las instalaciones a las que se refiere el literal d) del numeral 22.2 del artículo 22 de la Ley N° 28832.

De acuerdo al Informe Técnico N° 0133-2024/MINEM-DGE-DEPE que sustenta la aprobación de la Propuesta Definitiva del PT 2025-2034, se detalla los proyectos vinculantes que calificarían como Refuerzos, y son los siguientes:

- 1) Proyecto N° 4: SE "Hub" Poroma (Segunda Etapa) patio de 220 kV y transformación 500/220 kV.
- 2) Proyecto N° 5: SE "Hub" San José (Segunda Etapa) patio de 500 kV y transformación 500/220 kV.
- 3) Proyecto N° 6: Equipo Automático Compensador Reactivo Variable (EACR) en SE San Juan 220 kV.

En ese sentido, en el Cuadro 2.1 se presenta un resumen de los proyectos mencionados, con base en los Anteproyectos de ingeniería que forman parte de la Propuesta Definitiva del PT 2025-2034, donde se consignan los respectivos costos de inversión y que fueron publicados en la página de internet del COES en

setiembre de 2024, esto último en concordancia con el cronograma establecido del COES.

Los Anteproyectos han sido desarrollados por diversas empresas consultoras por encargo del COES, los cuales se resumen en el Cuadro 2.1, en el mismo orden como han sido publicados en la Resolución Ministerial N° 483-2024-MINEM/DM. Es necesario mencionar que los costos indicados en los Anteproyectos que fueron publicados en la página del COES en setiembre de 2024 corresponden a los referenciados por el Minem en la Resolución Ministerial N° 483-2024-MINEM/DM.

Con relación a lo resumido en el Cuadro 2.1, se verifica lo siguiente:

- La inversión de cada proyecto, individualmente no supera la suma de USD 38 166 633 como monto global de inversiones para instalaciones en 220 kV y de USD 76 333 265 para instalaciones en 500 kV, establecido en el artículo 2 de la Resolución Ministerial N° 144-2024-MINEM/DM, como límite para ser considerado como Refuerzo.
- Cada proyecto satisface la Definición 26 de la Ley N° 28832.

En tal sentido, los proyectos consignados en el Cuadro 2.1 satisfacen los criterios requeridos para ser calificados como refuerzos.

Adicionalmente, el COES mediante Carta N° COES/D-DP-181-2025, del 3 de marzo de 2025, señala que, los costos considerados para el refuerzo denominado *SE "Hub" San José (Segunda Etapa) patio 500 kV y transformación 500/220 kV*, tiene una actualización, de igual forma, señala que dichos costos fueron actualizados el 13 de noviembre 2024. Adicionalmente mediante carta N° COES/D-DP-241-2025, el COES señala haber actualizado e uniformizados los costos tanto para el proyecto N° 4 y el proyecto N° 5. Finalmente, el COES precisa que el nuevo costo asciende a USD 46 624 644 para el proyecto N° 4 y USD 49 563 725 para el proyecto N° 5, lo cual se detalla en el Cuadro 2.2.

Al respecto, se precisa que la actualización de los Anteproyectos (costos) que señala el COES haber realizado no está contemplado en la normativa vigente ni en la línea de tiempo (Cronograma) establecido por el COES para el presente PT 2025-2034 y resulta ser información extemporánea, conforme se indica en el informe legal.

Sin perjuicio de lo mencionado, se procedió a revisar la información que el COES señala haber actualizado y no solo se ve la variación respecto al Proyecto N° 5 sino también una variación en el Proyecto N° 6, ambos considerados como Refuerzos. Es decir, el COES ha realizado una variación de los Anteproyectos sin realizar una comunicación debida ni a Osinergrmin ni al Minem, lo cual se evidencia con lo publicado por el Minem en su Informe Técnico N° 0133-2024/MINEM-DGE-DEPE donde se observa que se ha utilizado los costos que se señalaba en los Anteproyectos que se publicaron en la etapa de la Propuesta Definitiva del PT 2025-2034.

De lo presentado tanto por el COES como por CTHP y ATS, se ha realizado una revisión, encontrando diferencias significativas principalmente en los costos de los suministros y otros. En ese sentido, se ha procedido con la revisión de estos nuevos costos con los que se han actualizado presupuestos para los refuerzos número 4 y 5 los que se tomarán para el cálculo de la Base Tarifaria de los Refuerzos del Plan de Transmisión 2025-2034, lo cual se detalla en el Cuadro 2.3.

Cuadro 2.1
Proyectos Vinculantes contenidos en el PT 2025-2034 [Calificado como Refuerzos por el Minem]

Ítem	Nombre Proyecto ⁽¹⁾	Descripción	Año de Ingreso requerido	Inversión USD ⁽²⁾
1	SE "Hub" Poroma (Segunda Etapa) patio 220 kV y transformación 500/220 kV	El proyecto consiste en la instalación de un transformador adicional de 500/220 kV, 750 MVA, en la SE Poroma. El nuevo transformador se instalará en paralelo con el transformador existente y el transformador del proyecto: "Hub" 500 kV de la SE Poroma" (1ra etapa) aprobado en el PT 2023-2032. Con estos 3 transformadores la capacidad total de la SE será de 2250 MVA	2030	44 749 055
2	SE "Hub" San José (Segunda Etapa) patio 500 kV y transformación 500/220 kV	El proyecto consiste en la instalación de un transformador adicional de 500/220 kV, 750 MVA, en la SE "Hub" San José. El nuevo transformador incrementará la capacidad total de transformación de la SE San José a 2250 MVA. Constituye el complemento del proyecto: "Hub" 220 kV de la SE San José (1ra etapa) aprobado en el PT 2023-2032.	2030	39 646 875
3	Equipo Automático Compensador Reactivo Variable (EACR) en SE San Juan 220 kV.	El proyecto consiste en la instalación de un equipo FACTS (Flexible AC Transmission System), conexión Shunt, de -100/+300 MVAR en la SE San Juan 220 kV, de tecnología STATCOM (Static Synchronous Compensator). Se selecciona esta tecnología principalmente debido a sus mejores prestaciones en el control de tensión ante bajos niveles de cortocircuito y menor inyección de armónicos hacia la red, entre otros.	2029	36 808 515

(1) Según lo publicado en Resolución Ministerial N° 483-2024-MINEM/DM.

(2) Según costos estimados en Anteproyectos presentados como parte de la Propuesta Definitiva del PT 2025-2034 y del Informe N° 0133-2024/MINEM-DGE-DEPE.

Cuadro 2.2

Proyectos Vinculantes contenidos en el PT 2025-2034 [Calificado como Refuerzos por el Minem] con los costos de inversión actualizados por COES

Ítem	Nombre Proyecto ⁽¹⁾	Descripción	Año de Ingreso requerido	Inversión [USD]
1	SE "Hub" Poroma (Segunda Etapa) patio 220 kV y transformación 500/220 kV	El proyecto consiste en la instalación de un transformador adicional de 500/220 kV, 750 MVA, en la SE Poroma. El nuevo transformador se instalará en paralelo con el transformador existente y el transformador del proyecto: "Hub" 500 kV de la SE Poroma" (1ra etapa) aprobado en el PT 2023-2032. Con estos 3 transformadores la capacidad total de la SE será de 2250 MVA	2030	46 624 644 ⁽²⁾
2	SE "Hub" San José (Segunda Etapa) patio 500 kV y transformación 500/220 kV	El proyecto consiste en la instalación de un transformador adicional de 500/220 kV, 750 MVA, en la SE "Hub" San José. El nuevo transformador incrementará la capacidad total de transformación de la SE San José a 2250 MVA. Constituye el complemento del proyecto: "Hub" 220 kV de la SE San José (1ra etapa) aprobado en el PT 2023-2032.	2030	49 563 725 ⁽²⁾
3	Equipo Automático Compensador Reactivo Variable (EACR) en SE San Juan 220 kV.	El proyecto consiste en la instalación de un equipo FACTS (Flexible AC Transmission System), conexión Shunt, de -100/+300 MVar en la SE San Juan 220 kV, de tecnología STATCOM (Static Synchronous Compensator). Se selecciona esta tecnología principalmente debido a sus mejores prestaciones en el control de tensión ante bajos niveles de cortocircuito y menor inyección de armónicos hacia la red, entre otros.	2029	42 025 909 ⁽³⁾

(1) Según lo publicado en Resolución Ministerial N° 483-2024-MINEM/DM.

(2) Según lo señalado por el COES en su carta COES/D-DP-241-2025 en marzo de 2025.

(3) Según lo actualizado en el Anteproyecto del COES noviembre 2024

Cuadro 2.3

Proyectos Vinculantes contenidos en el PT 2025-2034 calificarían como Refuerzos con los costos de inversión revisados por Osinergrmin

Ítem	Nombre Proyecto ⁽¹⁾	Descripción	Año de Ingreso requerido	Inversión USD ⁽²⁾
1	SE "Hub" Poroma (Segunda Etapa) patio 220 kV y transformación 500/220 kV	El proyecto consiste en la instalación de un transformador adicional de 500/220 kV, 750 MVA, en la SE Poroma. El nuevo transformador se instalará en paralelo con el transformador existente y el transformador del proyecto: "Hub" 500 kV de la SE Poroma" (1ra etapa) aprobado en el PT 2023-2032. Con estos 3 transformadores la capacidad total de la SE será de 2250 MVA	2030	48 451 443
2	SE "Hub" San José (Segunda Etapa) patio 500 kV y transformación 500/220 kV	El proyecto consiste en la instalación de un transformador adicional de 500/220 kV, 750 MVA, en la SE "Hub" San José. El nuevo transformador incrementará la capacidad total de transformación de la SE San José a 2250 MVA. Constituye el complemento del proyecto: "Hub" 220 kV de la SE San José (1ra etapa) aprobado en el PT 2023-2032.	2030	49 552 404
3	Equipo Automático Compensador Reactivo Variable (EACR) en SE San Juan 220 kV.	El proyecto consiste en la instalación de un equipo FACTS (Flexible AC Transmission System), conexión Shunt, de -100/+300 MVAR en la SE San Juan 220 kV, de tecnología STATCOM (Static Synchronous Compensator). Se selecciona esta tecnología principalmente debido a sus mejores prestaciones en el control de tensión ante bajos niveles de cortocircuito y menor inyección de armónicos hacia la red, entre otros.	2029	42 025 909

(1) Según lo publicado en Resolución Ministerial N° 483-2024-MINEM/DM.

(2) Según la información revisada por Osinergrmin a marzo de 2025.

2.5 Características técnicas de los Refuerzos

A continuación, se resumen las principales características técnicas de los Refuerzos incluidos en los Proyectos Vinculantes del PT 2025-2034; por lo tanto, dichas características no contemplan la totalidad de las ampliaciones requeridas, las mismas que deberán ser revisadas en los Anteproyectos correspondientes.

2.5.1 SE “Hub” Poroma (Segunda Etapa) patio de 220 kV y transformación 500/220 kV

El proyecto consiste en la instalación de un nuevo transformador de 500/220 kV, 750 MVA, en la SE Poroma. El nuevo transformador se instalará en paralelo con el transformador existente y el transformador del proyecto: “Hub” 500 kV de la SE Poroma” (1ra etapa) aprobado en el PT 2023-2032. Por lo tanto, la SE Poroma contará con 3 transformadores alcanzado una capacidad de transformación total de 2250 MVA.

En ese sentido, a continuación, se describen las características principales de los componentes del proyecto calificado como Refuerzo.

Nueva SE Hub Poroma 500/220 kV – Segunda Etapa:

- 01 Celda de 500 kV para autotransformador 500/220 kV
- 01 Banco de autotransformadores monofásicos 500/220/33 kV de 750/750/250 MVA en ONAF.
- 01 Celda de 220 kV para el autotransformador.
- 01 Celda de 220 kV para acoplamiento.

Los beneficios que aportará el proyecto serán los siguientes:

- Aumento de la capacidad de Transformación 500/220 kV en la SE Poroma.
- Permite la inyección de energía renovable a la red troncal 500 kV para abastecer la demanda del SEIN, mejorando la utilización de las líneas en 500 kV.
- Permite atender a los nuevos proyectos de centrales eólicas de la zona de Poroma.

Además, en esta subestación se implementarán celdas de conexión entre las barras de SE Poroma con las de las barras de la SE HUB Poroma (Segunda Etapa), empleando para ello equipos de maniobra convencionales aisladas en aire - Tipo AIS.

2.5.1.1 Ampliación de la SE HUB Poroma 500/220 kV (Segunda Etapa o Nueva SE HUB Poroma)

La SE HUB Poroma 500/220 kV, conforme a sido concebida en el anterior Plan de Transmisión, es una subestación de maniobra del tipo aislada en aire (Tipo AIS) cuya configuración es del tipo interruptor y medio en el nivel de tensión de 500 kV, también se ha proyectado un espacio como reserva para un patio en 220 kV con una configuración de doble

barra con seccionador de transferencia dentro de los límites del cerco perimétrico.

En el lado de 500 kV, la subestación estará conformada por un diámetro con 2/3 de equipamiento para la línea a la SE Colectora y con espacio reservado para cuatro diámetros adicionales.

El proyecto de la SE HUB Poroma 500/220 kV contará con un Banco de Autotransformadores de Potencia de 600/750 MVA (ONAN/ONAF), 500/220 kV conformado por tres transformadores monofásicos más uno idéntico de reserva. El banco de autotransformadores tendrá un devanado terciario de compensación con previsión para el suministro de energía eléctrica a los servicios auxiliares de la subestación.

En esta Segunda Etapa también se prevé implementar el patio de llaves de 220 kV el cual estará conformado por dos bahías con su equipamiento completo, uno para conectar con el secundario del autotransformador y otro para el acoplamiento de barras, además contará con espacio reservado para diez bahías adicionales a ser implementadas en el futuro.

Para la conformación de las barras colectoras, tanto en 500 kV como en 220 kV, así como para las conexiones de los equipos convencionales entre sí a las barras, al banco de autotransformadores y a la bahía de acoplamiento se utilizarán conductores desnudos de aluminio.

En el patio de 220 kV serán implementados también equipos de maniobra del tipo convencional AIS para la unión de las barras de esta subestación y las barras de la SE Poroma (la existente), para lo cual el sistema a implementar será con cables aislados para uso enterrado de cobre con aislamiento XLPE.

2.5.1.2 Ampliación de la Subestación Poroma 220 kV

La actual SE Poroma en el nivel de 220 kV está constituida con equipamiento de maniobra aislado en aire (Tipo AIS) y cuya configuración es del tipo doble barra con seccionador de transferencia.

En esta subestación se implementarán celdas de conexión entre las barras de esta subestación con las de las barras de la SE HUB Poroma (Segunda Etapa), empleando para ello equipos de maniobra convencionales aisladas en aire tipo AIS.

De igual forma, el proyecto comprende el sistema complementario el cual estará conformado por el sistema de protección, control, medición, comunicaciones, pórticos y barras, puesta a tierra, servicios auxiliares, obras civiles y las que correspondan para la correcta operación de la Nueva SE HUB Poroma y de la Ampliación de la SE Poroma.

Respecto al sistema de telecomunicaciones, (SE Poroma – Nueva SE HUB Poroma); este comprende un enlace de telecomunicaciones por un cable de fibra óptica subterránea entre la SE Poroma y Nueva SE HUB Poroma. Para ello se utilizará un cable dieléctrico de 24 fibras monomodo paralelo al tendido de la línea de conexión de 220 kV entre dichas subestaciones. El enlace utilizará equipos de red óptica Ethernet

toda vez que se utiliza los equipos existentes de protección, control y medición en ambos extremos de la línea.

Respecto al sistema de control digital, en la ampliación de la Nueva SE HUB Poroma se implementará un Sistema de Automatización de Subestación (SAS), con el fin de gestionar las señales de telealarmas, teleseñales, telemedidas y telecomandos correspondientes a los equipos de los circuitos de 220 y 500 kV a implementarse en la 2° Etapa. El SAS cumplirá con la norma IEC 61850, integrando los IEDs de protección, unidades de control de bahía, unidades de estación, unidades de medida y otros equipos de supervisión y control conectados a través de una topología LAN Ethernet.

Asimismo, los SAS se interconectarán con el Centro de Control de la empresa gestora del proyecto, utilizando el protocolo IEC 60870-5-104, y desde este Centro de Control se reportarán los datos al COES, mediante el protocolo ICCP en forma redundante, cumpliendo con la Norma de Intercambio de Información en Tiempo Real para la operación del SEIN (NTIITR). El SAS, además, tendrá interconexión con los sistemas de control de las subestaciones Poroma y HUB Poroma (1° Etapa), las interconexiones utilizarán equipos de ciberseguridad.

2.5.2SE “Hub” San José (Segunda Etapa) patio de 500 kV y transformación 500/220 kV

El proyecto consiste en la instalación de un nuevo transformador de 500/220 kV, 750 MVA, en la SE “Hub” San José. El nuevo transformador incrementará la capacidad total de transformación de la SE San José a 2250 MVA. Constituye el complemento del proyecto: “Hub” 220 kV de la SE San José (1ra etapa) aprobado en el PT 2023-2032.

En ese sentido, a continuación, se describen las características principales de los componentes del proyecto calificado como Refuerzo.

Nueva SE Hub San José 500/220 kV – Segunda Etapa:

- Línea de enlace en doble terna en 500 kV entre las SE San José existente y Hub San José, de 4,38 km aproximadamente (esta distancia difiere de lo indicado en el Informe COES/DP-01-2024).
- Instalación de un transformador 500/220 kV de 750 MVA (ONAF) en la SE Hub San José (Primera Etapa).
- Ampliación en 220 kV e implementación de patio 500 kV de la SE Hub San José (Primera Etapa).

Los beneficios que aportará el proyecto serán los siguientes:

- Aumento de la capacidad de Transformación 500/220 kV.
- Permite la inyección de energía renovable a la red troncal 500 kV para abastecer la demanda del SEIN, mejorando la utilización de las líneas en 500 kV.
- Permite atender a los nuevos proyectos de centrales solares.

Además, se requieren de instalaciones previas a ser implementadas en la zona del proyecto, como parte del reforzamiento del sistema norte del Perú (Proyecto Subestación Hub San José – Primera Etapa y Enlace 220 kV Hub San José – Repartición (Arequipa), Ampliaciones y Subestaciones Asociadas), la nueva SE Hub San José 500/220kV, la cual será de propiedad del Consorcio OA. La SE Hub San José 500/220kV tendrá una configuración tipo “interruptor y medio” en 500kV y “doble barra más seccionador de transferencia” en 220kV, estará conformada por equipos convencionales aislados en aire.

Como parte de la implementación de la subestación en 220kV, se construirá tres (03) casetas de campo (en el patio de llaves 220kV), estas casetas albergarán en su interior tableros de servicios auxiliares (VAC y VDC), tableros de protección, control y medición y tableros de onda portadora (entre otros paneles).

Se implementará un edificio de control, dentro del cual se instalarán los tableros principales de servicios auxiliares, el tablero registrador de fallas, el transformador de servicios auxiliares (este se implementará contiguo a la sala), los tableros de control y comunicaciones (entre otros).

En resumen, se instalará lo siguiente:

- Dos (02) bahías de línea 220 kV hacia la subestación Repartición.
- Dos (02) bahías de línea 220 kV hacia la subestación San José.
- Una (01) bahía de acoplamiento 220 kV.
- Tres (03) casetas de campo.
- Un (01) edificio de control.

Asimismo, en el interior de esta subestación, se dejará un área prevista para las siguientes instalaciones futuras:

- Nueve (09) bahías de línea 220 kV.
- Dos (02) bahías de transformación 220 kV.
- Dos (02) bancos de autotransformadores de potencia monofásicos 3x(200-200-66/250-250-82.5) MVA (ONAN/ONAF), 500±10x1.0%/220/33kV, con regulación automática bajo carga (más una unidad de reserva).
- Cinco (05) diámetros en 500 kV.
- Espacio para posibles reactores de línea y/o compensación serie 500 kV.

2.5.2.1 Ampliación de la SE Hub San José

La SE HUB San José contará con espacios disponibles en su interior para albergar nuevas instalaciones 500 kV y 220 kV en su interior y contará también con espacios para la implementación de dos bancos de autotransformadores monofásicos de potencia; por lo que no será necesario ampliar el terreno y el cerco perimetral de la subestación.

Esta ampliación se realizará mediante tecnología AIS, con características similares a los que existirán en la subestación, para ello se empleará en la disposición interruptores de potencia tipo tanque vivo, seccionadores tipo doble apertura de línea y de barra, seccionadores tipo pantógrafo para la conexión de barras, transformadores de tensión y de corriente tipo pedestal (entre otros equipos).

Como parte de la ampliación de la subestación, se implementará cuatro casetas de campo donde se instalarán los tableros de comunicación y control, protección y medición, servicios auxiliares, regulación automática (entre otros paneles) de las instalaciones del proyecto.

2.5.2.2 Ampliación SE San José

Esta subestación, no cuenta con espacios disponibles en su interior para albergar nuevas instalaciones 500kV en su interior; por lo que será necesario ampliar el terreno y el cerco perimetral de esta. Para realizar esta ampliación será necesario extender el sistema de barras 500kV hasta la ubicación de los diámetros correspondientes a las líneas proyectadas.

Esta ampliación (diámetros y bahías para las salidas de línea 500kV hacia la SE Hub San José) se realizará mediante tecnología AIS, con características similares a los equipos existentes de la subestación, para ello se empleará en la disposición interruptores de potencia tipo tanque vivo, seccionadores tipo doble apertura de línea y de barra, seccionadores tipo pantógrafo para la conexión de barras, transformadores de tensión y de corriente tipo pedestal (entre otros equipos).

Como parte de la ampliación de la subestación, se implementará una caseta de campo donde se instalarán los tableros de comunicación y control, protección y medición, servicios auxiliares (entre otros paneles) de las instalaciones del proyecto.

2.5.2.3 Línea de transmisión 500 kV San José – Hub San José

La línea de transmisión inicia su recorrido desde la ampliación de la SE San José 500/220 kV y se conectará con la SE Hub San José 500/220 kV. La longitud total aproximada será de 4.38 km, con 6 vértices.

Ente los vértices V2 y V3, la línea de transmisión presentará un cruce con la futura línea de transmisión 500 kV Sol de Verano III – San José, perteneciente al proyecto de la CSF Sol de Verano III. Además, la línea de transmisión 500 kV proyectada cruzará líneas de transmisión 220 kV, que forman parte de los Estudios de Pre Operatividad aprobados.

Las líneas de transmisión 220 kV, que presentan EPO aprobado, son las siguientes:

- LT 220 kV Blanca Solar – San José
- LT 220 kV Alba Solar – San José
- LT 220 kV San José – Illari Norte
- LT 220 kV San Martín Solar – San José
- LT 220 kV San José – ATOI

Entre los vértices V3 y V4, la línea de transmisión proyectada recorrerá de forma paralela las líneas de transmisión 500 kV existentes (L-5037 y L-5038), para luego, entre los vértices V4 – V5, cruzar ambas líneas existentes.

Desde el vértice V4 hacia el vértice V5, la línea de transmisión proyectada cruzará las líneas de transmisión existentes L-5037 y L-5038 ambas de 500 kV, así mismo este recorrido considera el futuro cruce con la línea de transmisión de 220 kV San José – ATOI, actualmente con EPO aprobado. Para facilitar este cruce se prevé la implementación de una estructura intermedia (E4') de aproximadamente 69 m de altura, ubicada entre las líneas existentes de 500 kV mencionadas.

2.5.3 Equipo Automático de Compensación Reactiva Variable (EACR) en SE San Juan 220 kV

En la actual SE San Juan, en una de las bahías libres, se implementará el sistema de conexión en 220 kV del proyecto del EACR; la configuración de la conexión en doble barra simple se mantiene con el ingreso de este proyecto. El área de terreno estimada que ocupará esta ampliación dentro de la SE San Juan se estima en alrededor de 4,438 m².

La subestación en la bahía de conexión del patio de llaves en 220 kV, se tendrá una celda completamente equipada la misma que permitirá conectarse a la doble barra del sistema eléctrico. Un transformador trifásico en 220 kV con tensión secundaria sugerida a 33 kV permitirá al STATCOM la conexión completa del proyecto. Se asigna al desarrollador del STATCOM definir las características del transformador de potencia adecuado para dicho servicio.

Respecto a los sistemas complementarios, se implementarán los sistemas de protección, control, medición, comunicaciones, pórticos y barras, puesta a tierra, servicios auxiliares, obras civiles y las que correspondan para la correcta operación con la Subestación San Juan 220 kV.

2.5.3.1 Equipo Automático de Compensación Reactiva (STATCOM)

El STATCOM debe estar diseñado para controlar la tensión en la barra de 220 kV de la subestación San Juan 220 kV. En ese sentido, debe contribuir a una operación estable del SEIN en condiciones de estado estacionario y ante eventos transitorios que comprometan la estabilidad de la tensión en su zona de influencia, minimizando en el sistema las perturbaciones provocadas por las fallas y contribuyendo al restablecimiento de la tensión postfalla. De otro lado, el STATCOM no debe provocar fenómenos de ferro-resonancia ni de saturación asimétrica de los transformadores del SEIN en su zona de influencia. El Propietario debe elaborar estudios eléctricos de operación en estado estacionario, estabilidad permanente y transitoria, así como de transitorios electromagnéticos, para demostrar que el STATCOM propuesto cumple con todas características de funcionalidad mencionadas e impacta de manera positiva sobre el SEIN. El EACR será de tecnología del tipo STATCOM (Static Synchronous Compensator). No se incluye tecnología de SVC's ni de reactores magnéticamente controlables o variantes de estos.

El STATCOM debe operar en las siguientes condiciones de servicio:

- a) Niveles de tensión

- Tensión nominal 220 kV
- Máxima tensión de servicio 245 kV

b) Rango de frecuencia

- Frecuencia nominal 60.0 Hz
- Variaciones sostenidas ± 0.5 Hz
- Variaciones súbitas ± 1.0 Hz.

El STATCOM debe tener la capacidad de soportar las máximas corrientes de cortocircuito previstas en la barra de 220 kV de la subestación San Juan 220 kV con un horizonte de 30 años.

El dimensionamiento de los componentes del STATCOM debe ser efectuado para la capacidad nominal siguiente:

- Rango Inductivo 0 - 100 MVar (variación continua)
- Rango Capacitivo 0 - 300 MVar (variación continua)

STATCOM: +300 / -100 MVar (Medido en 220 kV)

El STATCOM, en el rango inductivo, debe tener la capacidad de operar con sobretensiones; es decir, debe permanecer en operación para contribuir a mejorar el perfil de tensiones su zona de influencia en el SEIN. En cambio, en el rango capacitivo debe desconectarse para no contribuir con la sobretensión. Las características requeridas se indican en la siguiente tabla.

Considerando que el STATCOM tiene un rango de 0 - 300 MVar capacitivo a 0 - 100 MVar inductivo, se debe mostrar la característica Tensión - Corriente en p.u. indicando su capacidad de sobrecarga inductiva versus el tiempo de duración. Se debe destacar una sobrecarga inductiva de 5% sin ninguna limitación de tiempo.

3. Propuesta de Empresas Concesionarias

Con respecto a los Refuerzos considerados como vinculantes en el PT 2025-2034, dentro del plazo establecido en el numeral 7.1 del Reglamento de Transmisión, la empresa Concesionaria Transmisora Hub Poroma S.A.C. ("CTHP") y la empresa Atlantica Transmisión Sur S.A. ("ATS") presentaron a Osinerghin, las especificaciones de las obras de Refuerzos a ejecutarse.

3.1 Información Presentada

3.1.1 Respecto a CTHP

CTHP, mediante cartas N° CTHP.003.2025 y N° CTHP.004.2025, de fecha 11 de febrero de 2025, presentó a Osinerghin las especificaciones técnicas de los siguientes Proyectos Vinculantes:

- Proyecto N° 4 "SE "Hub" Poroma (Segunda Etapa) patio de 220 kV y transformación 500/220 kV".
- Proyecto N° 5 "SE "Hub" San José (Segunda Etapa) patio de 500 kV y transformación 500/220 kV".

Adicionalmente, CTHP mediante cartas N° CTHP.008.2025 y N° CTHP.009.2025, de fecha 07 de marzo y 14 de marzo respectivamente, presento información complementaria respecto al proyecto N°4.

3.1.2 Respecto a ATS

ATS, mediante carta N° ATS.GG.023.2025 recibida el 12 de febrero de 2025, presentó a Osinerghin las especificaciones técnicas de los siguientes Proyectos Vinculantes:

- Proyecto N° 4 "SE "Hub" Poroma (Segunda Etapa) patio de 220 kV y transformación 500/220 kV".

3.2 Análisis de Osinergmin

La información presentada tanto por CTHP y ATS se encuentran referidos a los siguientes proyectos vinculantes:

- SE "Hub" Poroma (Segunda Etapa) patio de 220 kV y transformación 500/220 kV
- SE "Hub" San José (Segunda Etapa) patio de 500 kV y transformación 500/220 kV

3.2.1 SE "Hub" Poroma (Segunda Etapa) patio de 220 kV y transformación 500/220 kV

CTHP presenta las especificaciones de las obras del Refuerzo donde principalmente refiere que consta de lo siguiente:

a) Ampliación SE Hub Poroma - CTHP

a.1 Instalaciones existentes de la Primera Etapa del Hub Poroma

- La subestación HUB Poroma 500 kV con tecnología de aislamiento en aire (AIS/GIS) tiene una configuración tipo interruptor y medio en 500 kV y cuenta con espacios previstos para la instalación de autotransformadores 500/220 kV y un patio de 220 kV en esquema doble barra con seccionador de transferencia. Las instalaciones son de titularidad de la Empresa Concesionaria Transmisora HUB-POROMA en el marco del Contrato de Concesión SGT Proyecto "Nueva Subestación HUB Poroma (Primera Etapa) y enlace 500 kV HUB Poroma - Colectora, Ampliaciones y Subestaciones Asociadas".

a.2 Instalaciones proyectadas en 500 kV

La ampliación de la SE comprende lo siguiente:

- Ampliación de barras de 500 kV.
- 2/3 de diámetro de 500 kV
- Un (01) Banco de autotransformadores 500/220 kV, 600-750 MVA ONAN-ONAF, con terciario conectado en delta y media tensión. (El banco estará conformado por 04 unidades monofásicas de 200-250 MVA ONAN - ONAF cada una).

a.3 Instalaciones proyectadas en 220 kV

La ampliación de la subestación comprende lo siguiente:

- Un (01) Sistema de barras en configuración doble barra de 220 kV.
- Una (01) Bahía de transformación de 220 kV, en configuración doble barra más seccionador de transferencia.

- Una (01) Bahía de Acoplamiento de 220 kV, en configuración doble barra más seccionador de transferencia.
- Dos (02) Bahías compactas para conexión longitudinal de barras de 220 kV, en configuración simple barra cada una de ellas.

a.4 Instalaciones proyectadas en media tensión

Conformada por:

- Una (01) celda de llegada desde el devanado terciario del banco de autotransformadores.
- Una (01) celda para el transformador de servicios auxiliares de la subestación.
- Un (01) transformador de servicios auxiliares de adecuada capacidad y aterramiento en el nivel de media tensión.

Previsión de espacio para ampliación futura de la subestación:

- Una (01) celda para la llegada desde el devanado terciario del futuro banco de autotransformadores.
- Una (01) celda para el futuro transformador de servicios auxiliares.
- Un (01) transformador de servicios auxiliares. - Una (01) celda con interruptor normalmente abierto, para acople de barras.

b) Enlace de Barras 220 kV

- Línea de Transmisión Subterránea en 220 kV para enlace de barras de 220 kV de sección superiores a las indicadas en Anteproyecto, o con mayores conductores por fase debido a la criticidad del terreno (Resistividad térmica principalmente).
- Se plantea el uso de 3 conductores por fase de 2000 mm², en cobre, sustentado técnicamente en el anexo al presente documento.

c) Conexión a SE Poroma 220 kV – Atlántica Transmisión Sur

- Instalaciones existentes

La subestación Poroma 220 kV con tecnología de aislamiento en aire (AIS) tiene una configuración tipo doble barra formada por 2x (AAC / 1776 mm²) por fase y con una intensidad nominal máxima de 3150 A en cada Barra. Las instalaciones son de titularidad de la Empresa Concesionaria Atlántica Transmisión Sur.

- Instalaciones proyectadas

La ampliación de la subestación comprende lo siguiente:

- Ampliación de barras de 220 kV.
- 02 Bahías compactas (tecnología GIS/HIS) para conexión longitudinal de barras de 220 kV, en configuración simple barra cada una de ellas.

DESCRIPCIÓN DEL EQUIPAMIENTO PRINCIPALa) Ampliación Subestación HUB Poroma – CTHP

01 salida de transformador 500 kV conformado por 02 tercios de diámetro; la salida está conformada por:

- 02 interruptor tripolar de operación monopolar 500 kV, 1550 kVp, 2500 A, 40 kA.
- 04 seccionadores de barra 500 kV, 1550 kVp, 2500 A, 40 kA.
- 06 transformadores de corriente 500 kV, 1550 kVp, 2000/1 A, 40 kA.
- 01 seccionador de línea 500 kV, 1550 kVp, 2500 A, 40 kA. (puede ser sin cuchilla de puesta a tierra).
- 03 transformadores de tensión capacitivo o inductivo 500 kV, 1550 kVp, dos núcleos.
- 03 pararrayos Ur 444 kV, 20 kA, clase 5.

01 Banco de autotransformadores monofásico (04 unidades), 500/220/33 kV, 600/600/200 MVA ONAN, 750/750/250 MVA ONAF, con regulación bajo carga de 10% en 220 kV, YNad1, además de los siguientes transformadores en bujes:

- Transformadores de corriente 500 kV con dos núcleos de protección y uno de medida.
- Transformadores de corriente 220 kV con dos núcleos de protección y uno de medida.
- Transformadores de corriente 33 kV con dos núcleos de protección y uno de medida (se estudiará la alternativa de trabajar en un sistema de 22.9kV para aumentar la flexibilidad de las instalaciones).

01 Salida en 220 kV a autotransformador, conformado por:

- 01 interruptor tripolar de operación monopolar 220 kV, 1050 kVp, 2500 A, 40 kA.
- 03 seccionadores de barra 220 kV, 1050 kVp, 2500 A, 40 kA.
- 03 transformadores de corriente 220 kV, 1050 kVp, 2500/1 A, 40 kA.
- 03 transformadores de tensión capacitivo o inductivo 220 kV, 1050 kVp, dos núcleos.
- 01 seccionador de línea 220 kV, 1050 kVp, 2500 A, 40 kA (puede ser sin cuchilla de puesta a tierra).
- 03 pararrayos Ur 198 kV, 10 kA, clase 4.

01 Bahía de acoplamiento de barras 220 kV, conformado por:

- 01 interruptor tripolar de operación monopolar 220 kV, 1050 kVp, 2500 A, 40 kA.
- 02 seccionadores de barra 220 kV, 1050 kVp, 2500 A, 40 kA.
- 03 transformadores de corriente 220 kV, 1050 kVp, 2500/1 A, 40 kA.

Equipos en Barras 220 kV, conformado por:

- 06 transformadores de tensión capacitivos o inductivos 220 kV, 1050 kVp, dos núcleos.

02 Bahías de enlace de barras 220 kV, cada una conformada por:

- 01 Bahía compactas (GIS o híbrido), 220 kV, 1050 kVp, 4000 A, 40 kA, en configuración simple salida, conformada por:
 - 01 interruptor tripolar de operación monopolar 220 kV, 1050 kVp, 3150 A, 40 kA.
 - 02 seccionadores de barra/línea con puesta a tierra, de tres posiciones 220 kV, 1050 kVp, 3150 A, 40 kA.
 - 03 transformadores de corriente 220 kV, 1050 kVp, 4000/1 A, 40 kA.
- 03 transformadores de tensión capacitivos o inductivos 220 kV, 1050 kVp, dos núcleos. Los equipos pueden formar parte o no de la bahía compacta de enlace de barras
- 03 pararrayos Ur 198 kV, 10 kA, clase 4. Equipos instalados fuera de la bahía compacta de enlace de barras

b) Conexión a SE Poroma – Atlántica

02 Bahías de enlace de barras 220 kV, cada una conformada por:

- 01 Bahía compactas (GIS o híbrido), 220 kV, 1050 kVp, 4000 A, 40 kA, en configuración simple salida, conformada por:
 - 01 interruptor tripolar de operación monopolar 220 kV, 1050 kVp, 3150 A, 40 kA.
 - 02 seccionadores de barra/línea con puesta a tierra, de tres posiciones 220 kV, 1050 kVp, 3150 A, 40 kA.
 - 03 transformadores de corriente 220 kV, 1050 kVp, 4000/1 A, 40 kA.
- 03 transformadores de tensión capacitivos o inductivos 220 kV, 1050 kVp, dos núcleos. Los equipos pueden formar parte o no de la bahía compacta de enlace de barras
- 03 pararrayos Ur 198 kV, 10 kA, clase 4. Equipos instalados fuera de la bahía compacta de enlace de barras.

No obstante, a todo lo detallado por CTHP sobre el alcance para el refuerzo de SE Hub Poroma, se verifica que tiene diferencias principalmente en los costos de los suministros respecto a lo considerado por el COES; en el Anteproyecto realizado por la empresa consultora PEPSA TECSULT-Proyectos Especiales Pacífico S.A. (revisado y aprobado por el COES), dichas diferencias se muestran en el Cuadro 3.1.

Cuadro 3.1
Comparación de especificaciones

Descripción	CTHP	COES
Obras de adecuación de la superficie de conexión a la SE Poroma: movimientos de tierras de la plataforma, cercado perimétrico, viales, puertas de acceso, red de tierras	Si lo considera	----
LT subterránea	3 conductores de 2000 mm ² cada uno	2 conductores de 2000 mm ² cada uno
Disponibilidad de punto de conexión en la barra 220 kV SE Poroma de Atlantica	Señala que no es posible lo indicado por el COES, por lo cual debe de gestionar la adquisición de un terreno contiguo a la SE Poroma (hacia el norte o sur de la subestación), para la instalación de los equipos de conexión en 220 kV, así como el de realizar una ampliación de barras para la instalación de las bahías compactas de 220 kV	Conexión hacia el lado sur de la barra 220 kV de la SE Poroma
Costo Predial y de servidumbres	<ul style="list-style-type: none"> - Considera que no se requiere adquirir nuevas áreas para ampliación de la SE HUB Poroma 220 kV - CTHP. - Considera que se requiere una servidumbre para una LT subterránea de 1 km 	- Considera adquirir nuevas áreas para ampliación de la SE Poroma 220 kV - Atlantica.
Banco de Autotransformadores en 500/MAT/MT de 750 MVA ONAF	USD 8 312 540	USD 7 200 000

Asimismo, se ha verificado que existe una diferencia superior en un 12,93% en la estimación de costos por parte de CTHP con respecto a lo considerado en el Anteproyecto del Plan de Transmisión 2025-2034 aprobado en diciembre 2024, esto debido principalmente a que CTHP presenta costos superiores a los considerados en el Plan, específicamente en los suministros de los equipamientos y las obras civiles consideradas para este refuerzo.

En el Cuadro 3.2 se muestra comparativamente el presupuesto estimado por CTHP respecto al contenido en el PT 2025-2034:

Cuadro 3.2
Comparación de presupuestos estimados

Descripción	Monto (USD)		Diferencia (%) (a/b-1)
	CTHP (a)	COES (b)	
SE "Hub" Poroma (Segunda Etapa) patio 220 kV y transformación 500/220 kV	50 533 758	44 749 055	12,93 %

Tal como se mencionó anteriormente, se observa que los costos de los suministros considerados por CTHP son superiores a los considerados en el Anteproyecto actualizado del PT 2025-2034.

De manera específica se observa que CTHP ha considerado un costo para el banco de transformadores superior en un 15% aproximadamente a lo considerado en el Anteproyecto del COES tal como se ve en el cuadro N° 3.1. De igual forma, CTHP considera un costo superior en un 45 % aproximadamente para el cable subterráneo, al ser los costos de los equipamientos indicados los que más predominan para la determinación del presupuesto, para CTHP los costos considerados por el COES están por debajo de lo que ellos consideran como necesario para el presente Refuerzo.

Adicionalmente el COES mediante carta N° COES/D-DP-181-2025, señala lo siguiente: *"Sobre el autotransformador de 500/220 kV, en el anteproyecto COES se empleó un costo de suministro por unidad monofásica de autotransformador 500/220 kV de USD \$ 1.8 millones, mientras que CTHP propuso un costo de suministro de USD \$ 2.1 millones; que representa un incremento del 15%, valor que puede variar dependiendo de la marca. Al respecto, **se ha consultado a la empresa WEG la cual presenta un costo similar al propuesto por CTHP**"*

De igual forma, el COES mediante carta N° COES/D-DP-241-2025, señala entre otros lo siguiente:

Adicionalmente, en la misma comunicación el COES señala lo siguiente: "...Con el fin de uniformizar los costos entre los Anteproyectos 4 y 5 se actualizó el costo de suministro del autotransformador de 500/220 kV, empleando la cotización de la empresa WEG de USD \$ 2.2 millones (en lugar USD \$ 1.8 millones) por unidad monofásica. Asimismo, se actualizó el costo de las celdas en 500 y 220 kV..."

En ese sentido, de la revisión de la información con la que cuenta Osinerghin y de lo presentado tanto por el COES como por CTHP, se considera que el costo considerado para el autotransformador por CTHP es un costo razonable, adicionalmente se considerará la actualización de los costos de suministros de las Celdas en 500 kV y 220 kV, de igual forma, precisamos que esto guarda concordancia con lo indicado por el COES.

Sin embargo, respecto a los costos adicionales señalados tanto para las obras civiles como el montaje electromecánico, tal como señala el COES, se reafirma en el diseño considerado en el anteproyecto.

En ese sentido, se considera pertinente realizar una actualización del presupuesto en lo referente al costo del autotransformador y los costos que este afecta. De igual forma, se considera pertinente actualizar los costos de

suministros de las celdas tanto en 500 kV como en 220 kV. Por lo explicado el nuevo presupuesto es de USD 48 451 443.

En ese sentido, el Cuadro 3.3 refleja la comparación final de presupuestos estimados considerando la actualización realizada:

Cuadro 3.3
Comparación de presupuestos estimados

Descripción	Monto (USD)		Diferencia (%) (a/b-1)
	CTHP (a)	Osinerghin (b)	
SE "Hub" Poroma (Segunda Etapa) patio de 220 kV y transformación 500/220 kV	50 533 758	48 451 443	4,3 %

En lo que respecta a ATS se centro en indicar que la variación de costos radica en actividades que el COES no ha considerado en el Anteproyecto, tales como:

- Gestión del Estudio de Operatividad.
- Permiso Ambiental.
- Certificado de Inexistencia de restos arqueológicos.
- Plan de monitoreo arqueológico.
- Otros.

Como se observa, las diferencias que indica ATS se centran en diferencias de gestiones del proyecto, estas diferencias según ATS suman un total de USD 4 091 700 dólares americanos. Al respecto el COES en su carta N° COES/D-DP-181-2025, entre otros indica lo siguiente:

"...Al respecto, cabe señalar que estos costos se encuentran considerados en las partidas "Diseño y Estudios", "Gerenciamiento", "Gastos Generales", "Telecomunicaciones y Control Digital", las cuales fueron incluidas en el presupuesto (expresados en porcentajes). Asimismo, cabe resaltar que el incremento del monto indicado por ATS corresponde a un 9%..."

De lo revisado se observa que los costos señalados como no incluidos por ATS, se encuentran dentro de otras partidas tal como señala el COES.

En ese sentido, no se tomará en cuenta lo indicado por ATS para este refuerzo.

3.2.2 SE "Hub" San José (Segunda Etapa) patio 500 kV y transformación 500/220 kV

CTHP presenta las especificaciones de las obras del Refuerzo donde principalmente refiere que consta de lo siguiente:

a) Ampliación SE San José 500 kV

a.1 Instalaciones existentes

- La subestación San José en el lado de 500 kV es de tecnología de aislamiento en aire (AIS), tiene una configuración tipo interruptor y

medio y solo cuenta con un espacio para una salida de línea de 500 kV en el diámetro en donde está instalada la salida a SE Puerto Bravo

a.2 Instalaciones del Proyecto Sol de Verano

- El proyecto Sol de Verano considera la extensión de las barras de 500 kV para lograr dos salidas de línea de 500 kV^{2/3} de diámetro de 500 kV.
- Sin embargo, como se trata de una instalación independiente al titular de la SE San José, resulta necesario realizar una separación de áreas para independizar las instalaciones, mediante cercos perimétricos.

a.3 Instalaciones proyectadas en 500 kV

La ampliación de la SE San Jose 500 kV comprende lo siguiente:

- Ampliación de barras de 500 kV con longitud para dos diámetros.
- Dos (02) 2/3 de diámetro de 500 kV para las salidas de línea de 500 kV.
- Cerco perimétrico de separación física entre concesionarios.

b) Ampliación SE HUB San José – CTHP

b.1 Instalaciones existentes de la Primera Etapa de la SE HUB San José

- La subestación HUB San José con tecnología de aislamiento en aire (AIS) tiene una configuración tipo interruptor y medio en 500 kV y cuenta con espacios previstos para la instalación de autotransformadores 500/220 kV y líneas de transmisión de 500 kV.

b.2 En 220 kV cuenta con un patio en esquema doble barra con seccionador de transferencia con espacios para líneas proyectadas y futuras. Las instalaciones son de titularidad de la Empresa Concesionaria Transmisora HUB-POROMA en el marco del Contrato de Concesión SGT Proyecto "Nueva Subestación HUB San José (Primera Etapa) y enlace 220 kV HUB San José – Repartición (Arequipa), Ampliaciones y Subestaciones Asociadas (Proyecto ITC)"

b.3 Instalaciones proyectadas en 500 kV

- La ampliación de la subestación comprende lo siguiente:
- Ampliación de barras de 500 kV para tres (03) diámetros.
- Dos (02) 2/3 de diámetro de 500 kV para las salidas de línea de 500 kV.
- 2/3 de diámetro de 500 kV para una salida de transformador.
- Un (01) Banco de autotransformadores 500/220 kV, 600-750 MVA ONAN - ONAF, con terciario conectado en delta y media tensión. (El banco estará conformado por 04 unidades monofásicas de 200-250 MVA ONAN - ONAF cada una).

b.4 Instalaciones proyectadas en 220 kV

La ampliación de la subestación comprende lo siguiente:

- Una (01) Bahía de transformación de 220 kV, en configuración doble barra más seccionador de transferencia.

b.5 Instalaciones proyectadas en media tensión (33 kV)

CTHP señala que analizarán la posibilidad de trabajar en 22,9 kV para aumentar de la flexibilidad de la instalación.

Conformada por lo siguiente:

- Una (01) celda de llegada desde el devanado terciario del banco de autotransformadores.
- Una (01) celda para el transformador de servicios auxiliares de la subestación.
- Un (01) transformador de servicios auxiliares de adecuada capacidad y aterramiento en el nivel de 33 kV.
- Previsión de espacio para ampliación futura de la subestación:
 - Una (01) celda para la llegada desde el devanado terciario del futuro banco de autotransformadores.
 - Una (01) celda para el futuro transformador de servicios auxiliares.
 - Un (01) transformador de servicios auxiliares.
 - Una (01) celda con interruptor normalmente abierto, para acople de barras.

c) Líneas de Transmisión en 500 kV

Línea de Transmisión aérea doble circuito en 500 kV con las siguientes características principales:

- Longitud de línea : 4.38 km
- Tensión nominal : 500 kV
- Potencia de diseño : 1400 MVA x circuito
- N° Circuitos : 02 (Doble terna)
- N° conductores/fase : 04
- Disposición del circuito : Vertical
- Cable de guarda : 02 cables de guarda tipo OPGW de 48 fibras
- Conductores : ACAR 850 MCM
- Torres : Torres de celosía
- Aisladores : Polimérico o similar
- Herrajes : Acero forjado galvanizado en caliente
- Puesta a tierra : Conductor Copperweld

La línea deberá estar preparada para cruce aéreo de hasta cuatro líneas de 500 kV, por lo tanto, las estructuras deberán tener la altura necesaria para realizar dichos cruces.

DESCRIPCIÓN DEL EQUIPAMIENTO PRINCIPAL**a) Ampliación Subestación San José 500 kV**

02 salidas de línea 500 kV conformadas por 02 tercios de diámetro cada salida; cada salida está conformado por:

- 02 interruptor tripolar de operación monopolar 500 kV, 1550 kVp, 2500 A, 40 kA.
- 04 seccionadores de barra 500 kV, 1550 kVp, 2500 A, 40 kA.
- 06 transformadores de corriente 500 kV, 1550 kVp, 2000/1 A, 40 kA.
- 01 seccionador de línea 500 kV, 1550 kVp, 2500 A, 40 kA.
- 03 transformadores de tensión capacitivo 500 kV, 1550 kVp, dos núcleos.
- 03 pararrayos Ur 444 kV, 20 kA, clase 5.

b) Ampliación Subestación HUB San José - CTHP

02 salidas de línea 500 kV conformadas por 02 tercios de diámetro cada salida; cada salida está conformado por:

- 02 interruptor tripolar de operación monopolar 500 kV, 1550 kVp, 2500 A, 40 kA.
- 04 seccionadores de barra 500 kV, 1550 kVp, 2500 A, 40 kA.
- 06 transformadores de corriente 500 kV, 1550 kVp, 2000/1 A, 40 kA.
- 01 seccionador de línea 500 kV, 1550 kVp, 2500 A, 40 kA.
- 03 transformadores de tensión capacitivo 500 kV, 1550 kVp, dos núcleos.
- 03 pararrayos Ur 444 kV, 20 kA, clase 5.

01 salida de transformador 500 kV conformadas por 02 tercios de diámetro; la salida está conformado por:

- 02 interruptor tripolar de operación monopolar 500 kV, 1550 kVp, 2500 A, 40 kA.
- 04 seccionadores de barra 500 kV, 1550 kVp, 2500 A, 40 kA.
- 09 transformadores de corriente 500 kV, 1550 kVp, 2000/1 A, 40 kA.
- 01 seccionador de línea 500 kV, 1550 kVp, 2500 A, 40 kA. (puede ser sin cuchilla de puesta a tierra)
- 03 transformadores de tensión capacitivo 500 kV, 1550 kVp, dos núcleos.
- 03 pararrayos Ur 444 kV, 20 kA, clase 5.

Equipos en Barras 500 kV; conformado por:

- 06 transformadores de tensión capacitivo 500 kV, 1550 kVp, dos núcleos.

01 Banco de autotransformadores monofásico (04 unidades), 500/220/33 kV, 600/600/200 MVA ONAN, 750/750/250 MVA ONAF, con regulación bajo

carga de 10% en 220 kV, YNadI, además de los siguientes transformadores en bujes:

- Transformadores de corriente 500 kV con dos núcleos de protección y uno de medida.
- Transformadores de corriente 220 kV con dos núcleos de protección y uno de medida.
- Transformadores de corriente 33 kV con dos núcleos de protección y uno de medida.

01 Salida en 220 kV a autotransformador, conformado por:

- 01 interruptor tripolar de operación monopolar 220 kV, 1050 kVp, 2500 A, 40 kA.
- 03 seccionadores de barra 220 kV, 1050 kVp, 2500 A, 40 kA.
- 03 transformadores de corriente 220 kV, 1050 kVp, 2500/1 A, 40 kA.
- 03 transformadores de tensión capacitivo o inductivo 220 kV, 1050 kVp, dos núcleos.
- 01 seccionador de línea 220 kV, 1050 kVp, 2500 A, 40 kA (puede ser sin cuchilla de puesta a tierra).
- 03 pararrayos Ur 198 kV, 10 kA, clase 4.

No obstante, a todo lo detallado por CTHP sobre el alcance presentado por CTHP se verifica que tiene diferencias principalmente en los costos de los suministros respecto a lo considerado por el COES; en el Anteproyecto realizado por la empresa consultora CESEL Ingeniero (visado y aprobado por el COES), dichas diferencias se muestran en el Cuadro 3.4.

Cuadro 3.4
Comparación de especificaciones

Descripción	CTHP	COES
Cercos perimétricos a implementar por cada concesionario	Si lo considera	----
Disposición física Ampliación 500 kV SE San José	- Debido a la cercanía y ubicación de la SE HUB San José, se recomienda intercambiar las posiciones de los proyectos Sol de Verano y HUB San José Segunda Etapa para evitar mayores cruces de líneas de 500 kV - Existen proyectos de Generación que vienen gestionando o están en proceso de gestionar su Concesión Definitiva de Generación ante el MINEM,	Considera la instalación del proyecto CSF Sol de Verano entre la barra existente de 500 kV y el proyecto HUB San José Segunda Etapa.

	ubicadas en zonas o áreas aledañas o próximas a la ubicación de la S.E. Hub San José y S.E. San José, que podrían generar restricciones y/o interferencias para las instalaciones (líneas de transmisión y ampliaciones en la SE San José) que forman parte del proyecto de Refuerzo.	
Banco de Autotransformadores en 500/MAT/MT de 750 MVA ONAF	USD 8 312 540	USD 5 861 977

Asimismo, se ha verificado que existe una diferencia superior en un 23,6% en la estimación de costos por parte de CTHP con respecto a lo considerado en el Anteproyecto Plan de Transmisión 2025-2034 aprobado en diciembre 2024, esto debido principalmente a que CTHP presenta costos superiores a los considerados en el Plan, específicamente en los suministros de los equipamientos, obras civiles y actividades de montaje para este refuerzo.

En el Cuadro 3.5, se muestra comparativamente el presupuesto estimado por CTHP respecto al contenido en el Anteproyecto del Plan de Transmisión 2025-2034:

Cuadro 3.5
Comparación de presupuestos estimados

Descripción	Monto (USD)		Diferencia (%) (a/b-1)
	CTHP (a)	COES (b)	
SE "Hub" San José (Segunda Etapa) patio 500 kV y transformación 500/220 kV	56 784 684	45 958 490	23,6 %

Tal como se mencionó anteriormente, se observa que los costos de los suministros considerados por CTHP son superiores a los considerados en el Anteproyecto actualizado del Plan de Transmisión 2025-2034.

De manera específica se observa que CTHP ha considerado un costo para el banco de transformadores superior en un 41 % aproximadamente a lo considerado en el Anteproyecto del COES tal como se ve en el cuadro N° 3.4, de igual forma se observa variaciones relevantes en lo considerado para obras civiles y para montaje, al ser los costos indicados los que más predominan para la determinación del presupuesto se refleja una variación aproximada del 23,6%, ya que para CTHP los costos considerados por el COES están por debajo lo que ellos consideran como necesario para el presente refuerzo.

Adicionalmente el COES mediante carta N° COES/D-DP-181-2025, señala lo siguiente: *"Sobre el autotransformador de 500/220 kV, en el anteproyecto COES se empleó un costo de suministro por unidad monofásica de autotransformador 500/220 kV de USD \$ 1.8 millones, mientras que CTHP propuso un costo de suministro de USD \$ 2.1 millones; que representa un incremento del 15%, valor que puede variar dependiendo de la marca. Al respecto, **se ha consultado a la empresa WEG la cual presenta un costo similar al propuesto por CTHP**"*

De igual forma, el COES mediante carta N° COES/D-DP-241-2025, señala lo siguiente: *“...Con el fin de uniformizar los costos entre los Anteproyectos 4 y 5 se actualizó el costo de suministro del autotransformador de 500/220 kV, empleando la cotización de la empresa WEG de USD \$ 2.2 millones (en lugar USD \$ 1.8 millones) por unidad monofásica. Asimismo, se actualizó el costo de las celdas en 500 y 220 kV...”*

En ese sentido, de la revisión de la información con la que cuenta Osinergrmin y de lo presentado tanto por el COES como por CTHP, se considera que el costo considerado para el autotransformador por CTHP es un costo adecuado, adicionalmente se considerará la actualización de los costos de suministros de las Celdas en 500 kV y 220 kV, de igual forma, precisamos que esto guarda concordancia con lo indicado por el COES.

Sin embargo, respecto a los costos adicionales señalados tanto para las obras civiles como el montaje electromecánico, tal como señala el COES, se reafirma en el diseño considerado en el anteproyecto.

En ese sentido, se considera pertinente realizar una actualización del presupuesto en lo referente al costo del autotransformador y los costos que este afecta. Por lo explicado el nuevo presupuesto es de USD 49 552 404.

En ese sentido, el Cuadro 3.6 refleja la comparación final de presupuestos estimados considerando la actualización realizada.

Cuadro 3.6
Comparación de presupuestos estimados

Descripción	Monto (USD)		Diferencia (%) (a/b-1)
	CTHP (a)	Osinergrmin (b)	
SE "Hub" San José (Segunda Etapa) patio 500 kV y transformación 500/220 kV	56 784 684	49 552 404	14,6 %

Finalmente, es necesario precisar que los costos publicados por el COES en los Anteproyectos respecto al Banco de autotransformadores en 500/MAT/MT de 750 MVA en ONAF y celdas en 500 kV y 220 kV han sido actualizados e uniformizados lo cual fue comunicado mediante su carta N° COES/D-DP-241-2025.

Sin embargo, precisar que el COES cuenta con dos empresas consultoras distintas para la elaboración de los Anteproyectos y como se puede observar el COES no viene realizando una revisión de los Anteproyectos que publica y solo se limita a publicar lo enviado por las empresas consultoras que realizan los Anteproyectos. En ese sentido, se considera que el COES debe de mejorar la revisión de los Anteproyectos que publica y debe de mejorar e uniformizar la estructura de los informes y como mínimo revisar los costos de los mismos equipamientos y establecer una estructura que le permita comparar los costos de los equipamientos que publica, con la finalidad que no se observe como en este caso costos distintos para un mismo equipamiento.

4. Determinación de la Base Tarifaria

4.1 Metodología

Según el artículo 24 de la Ley N° 28832, Osinergrmin establece la Base Tarifaria, la cual debe incluir:

- a) La remuneración de las inversiones, calculadas como la anualidad para un periodo de recuperación de hasta treinta (30) años, con la tasa de actualización definida en el artículo 79 de la Ley de Concesiones Eléctricas;
- b) Los costos eficientes de operación y mantenimiento, de acuerdo con lo que se establezca en el Reglamento; y,
- c) La liquidación correspondiente por el desajuste entre lo autorizado como Base Tarifaria del año anterior y lo efectivamente recaudado.

Al respecto, refiriéndose al SGT, en el artículo 26 de la Ley N° 28832 se señala que, a la Base Tarifaria se le descuenta el correspondiente Ingreso Tarifario y el resultado se denomina Peaje de Transmisión. El valor unitario del Peaje de Transmisión será igual al cociente del Peaje de Transmisión entre la demanda de los Usuarios. El valor unitario del Peaje de Transmisión será agregado al Precio de la Potencia de Punta en Barra en concordancia con lo establecido en el inciso h) del artículo 47 de la Ley de Concesiones Eléctricas, conforme lo establezca el Reglamento.

Dicha Base Tarifaria y el Peaje de Transmisión se sumarán a los conceptos de Costo Total de Transmisión y Peaje por Conexión a que se refieren los artículos 59 y 60 de la Ley de Concesiones Eléctricas.

No obstante, dado que los Refuerzos podrían ser realizados por el Titular de la instalación original, haciendo uso del derecho de preferencia, la cual no siempre es del tipo SGT, el término Base Tarifaria se hace extensivo para los demás tipos de sistemas de transmisión, con la particularidad del cálculo y asignación de responsabilidad de pago para cada tipo de instalación.

4.1.1 Cálculo del CMA

El Costo Medio Anual (CMA) de los Refuerzos se calcula mediante la expresión que se muestra a continuación:

$$CMA = @ CI + COyM$$

Donde:

@CI : Anualidad del costo de inversión referido al final del año, calculado para una vida útil de 30 años y Tasa de Actualización vigente según el artículo 79 de la LCE.

COyM: Costo estándar de operación y mantenimiento establecido por Osinergmin, según nivel de tensión y zona geográfica.

4.1.2 Ingreso Tarifario

Para la determinación del Ingreso Tarifario (IT) por potencia y energía, se aplican los mismos procedimientos establecidos para el Sistema Principal de Transmisión.

La fórmula de cálculo de aplicación es la siguiente para los IT por potencia:

$$IT \text{ Potencia} = Precio2 \times Flujo2 - Precio1 \times Flujo1$$

Donde:

Precio1 y Precio2 : Precios de potencia de las barras a las que se encuentra directamente conectado el Elemento (línea o transformador).

Flujo 1 y Flujo 2 : Valores de potencia en los extremos del Elemento conectado directamente a las barras (1 y 2), los cuales resultan del cálculo de Flujo de Potencia para condiciones de máxima demanda coincidente con el SEIN.

La fórmula de cálculo para los IT por energía es la siguiente:

$$IT \text{ Energía} = Precio2 \times Flujo2 - Precio1 \times Flujo1$$

Donde:

Precio1 y Precio2 : Precios de energía de las barras a las que se encuentra directamente conectado el Elemento (línea o transformador).

Flujo 1 y Flujo 2 : Valores de la energía, en los extremos del Elemento conectado directamente a las barras (1 y 2), los cuales se determinan mediante el modelo PERSEO.

Si los valores de IT resultan negativos se consideran como iguales a cero.

4.1.3 Cálculo del Peaje

a) Para el caso de refuerzos de instalaciones que forman parte del SPT o SGT

El Peaje de Transmisión se determina como el valor presente del CMA menos el IT anual. El Peaje Unitario se determina dividiendo este resultado entre la máxima demanda anual proyectada del SEIN, conforme a la siguiente expresión:

$$PU = \frac{(CMA - IT) * \left(\frac{\beta}{\alpha}\right)}{Máx. Demanda SEIN * 1000}$$

Donde:

- PU : Peaje Unitario expresado en S//kW-mes.
 CMA : Costo Medio Anual expresado al 30 de abril en S/.
 IT : Ingreso Tarifario anual, expresado en S/.
 Máx. Demanda SEIN: Corresponde a la Máxima Demanda de potencia del año (proyectada), expresada en MW.
 α : Tasa de Actualización anual, según el Art. 79° de la LCE o el que la sustituya.
 β : Tasa de actualización mensual calculada con la tasa de actualización anual, obtenida mediante la siguiente expresión:

$$\beta = (1 + \alpha)^{1/12} - 1$$

b) Para el caso de refuerzos de instalaciones que forman parte del SSTG

Se determina la compensación mensual (CM) que debe pagar la generación como la mensualización del CMA, y su repartición al interior de este grupo se determina bajo el método de Generadores Relevantes.

Dicha CM resulta de aplicar al CMA la fórmula de pagos uniformes para un periodo de 12 meses, según la siguiente expresión:

$$CM = CMA \left(\frac{\beta}{\alpha} \right)$$

Donde:

- α : Tasa de Actualización anual, según el Art. 79° de la LCE o el que la sustituya.
 β : Tasa de actualización mensual calculada con la tasa de actualización anual, obtenida mediante la siguiente expresión:

$$\beta = (1 + \alpha)^{1/12} - 1$$

c) Para el caso de refuerzos de instalaciones que forman parte de SSTG/D

La parte que corresponde ser pagada por la generación se determina según lo señalado en el acápite b) anterior y su repartición al interior de este grupo se realiza con el mismo método (uso o beneficios) que se venía aplicando antes de la emisión de la Ley N° 28832; mientras que la parte que corresponde ser pagada por la demanda se realiza a través de un Peaje unitario determinado para cada nivel de tensión, como el cociente del valor presente del flujo de "CMA-IT" anuales y demandas mensuales, para un horizonte de 4 años. Se calcula mediante la siguiente expresión:

$$PU = \frac{\sum_{i=1}^n \frac{CMA_i - IT_i}{(1+\alpha)^i}}{\sum_{j=1}^{n*12} \frac{D_j}{(1+\beta)^j}} \times 10$$

Donde:

- PU : Peaje Unitario expresado en ctms S//kWh.
- CMA : Costo Medio Anual o parte del CMA asignado a los Usuarios, actualizado al último día hábil del mes de marzo, en miles S/.
- IT : Ingreso Tarifario anual, para los casos en que el Elemento se encuentre entre dos barras a las que se les ha fijado precios de potencia y energía.
- n : Horizonte para el cálculo de peaje, equivalente a 4 años.
- D_j : Demanda mensual, expresada a fin de mes en GWh.
- i : Índice de variación del año.
- j : Índice de variación del mes.

d) Para el caso de refuerzos de instalaciones que forman parte del SCT

El Peaje unitario se determina según el algoritmo indicado en el acápite c) anterior o de acuerdo a lo establecido en el respectivo contrato de concesión de SCT.

4.2 Asignación de Responsabilidad de Pago

Con relación a la asignación de la responsabilidad de pago de un Refuerzo, es del caso tener presente que en el numeral 22.1 del artículo 22 de la Ley N° 28832, se señala que el Sistema Garantizado de Transmisión está conformado por las instalaciones del Plan de Transmisión cuya concesión y construcción sean resultado de un proceso de licitación pública; mientras que el artículo 3 del Reglamento de Transmisión, precisa que son instalaciones que conforman el

Sistema Complementario de Transmisión, todas aquellas instalaciones del Plan de Transmisión que son construidas por iniciativa propia de los Agentes.

En correlación a lo cual, en el numeral 25.1 del artículo 25 de la Ley N° 28832, se precisa que los componentes de inversión, operación y mantenimiento de la Base Tarifaria, dentro del periodo de recuperación, son iguales a:

- a) Los valores que resulten del proceso de licitación pública, para el caso de las instalaciones que se liciten, actualizados con sus respectivos índices conforme el procedimiento que se establece en el Reglamento;
- b) Los valores establecidos por Osinergrmin previamente a su ejecución, para el caso que el Titular del Sistema de Transmisión ejerza el derecho de preferencia establecido en el artículo 22º, numeral 22.2, inciso b) de la Ley N° 28832, para la ejecución de Refuerzos de Transmisión.

En el artículo 26 de la Ley N° 28832 se establece que la compensación para remunerar la Base Tarifaria de las instalaciones del Sistema Garantizado de Transmisión, es asignada a los Usuarios por Osinergrmin. No obstante, para los casos en que el Titular correspondiente haga uso de su derecho de preferencia, se considera que la asignación de responsabilidad de pago será la misma que la establecida para la instalación existente.

4.3 Determinación de la Base Tarifaria

Para el cálculo de la Base Tarifaria de los Refuerzos se considera los costos estimados en los Anteproyectos que forman parte del Plan de Transmisión.

En cuanto a los Costos de Operación y Mantenimiento (COyM), para los Refuerzos que incluyan nuevos equipamientos se determinará en función a los porcentajes establecidos en la Resolución N° 163-2021-OS/CD y para aquellos Refuerzos que no incluyan equipamiento nuevo o comprende reemplazo de equipos existentes, éstos se consideran nulos, toda vez que este concepto ya está incluido en la remuneración de la instalación existente.

Debe tenerse presente que de acuerdo a la definición 2 de la Ley 28832, el CMA es la Base Tarifaria.

4.4 Fórmula de Actualización

Dado que en el Plan de Transmisión no se ha presentado un análisis de precios unitarios de las obras a ejecutarse para los Refuerzos de líneas de transmisión, no es posible establecer una fórmula de actualización de la respectiva Base Tarifaria, por lo que se propone la aplicación de la misma modalidad de actualización del CMA de la instalación existente.

Bajo las premisas, criterios y metodología de cálculo, señalados en las secciones anteriores, en el siguiente cuadro se muestran los resultados obtenidos del cálculo de Base Tarifaria de los proyectos Vinculantes del Plan de Transmisión 2025-2034 que, según la separación realizada por la DGE del MINEM, califican como Refuerzos:

Cuadro N° 4.1
BASE TARIFARIA DE REFUERZOS - PLAN DE TRANSMISIÓN 2025-2034

Ítem	Descripción del Proyecto (*)	Base Tarifaria CMA USD
1	SE "Hub" Poroma (Segunda Etapa) patio 220 kV y transformación 500/220 kV	7 642 908
2	SE "Hub" San José (Segunda Etapa) patio 500 kV y transformación 500/220 kV	7 836 398
3	Equipo Automático Compensador Reactivo Variable (EACR) en SE San Juan 220 kV	6 629 321

(*) Según lo publicado en la Resolución Ministerial N° 483-202-MINEM/DM.

5. Conclusiones y Recomendaciones

Como resultado del análisis realizado por Osinerghmin a los anteproyectos de los Refuerzos con sus respectivas actualizaciones considerados como vinculantes en el Plan de Transmisión 2025-2034, se concluye lo siguiente:

- a) La Base Tarifaria de los Refuerzos considerados como proyectos vinculantes en el Plan de Transmisión 2025-2034, es la que se muestra en el Cuadro N° 4.1 de la sección precedente.
- b) Se propone considerar que la actualización de la Base Tarifaria de los Refuerzos, se realice según la modalidad de actualización establecida para la instalación existente.
- c) Se recomienda la emisión de una resolución mediante la cual se proponga la Base Tarifaria de los Refuerzos considerados en el Plan de Transmisión 2025-2034, en cumplimiento de lo establecido en el numeral 7.2 del artículo 7 del Reglamento de Transmisión.

[sbuenalaya]

/rho