

---

# **Fijación de Peajes y Compensaciones para los Sistemas Secundarios de Transmisión y Sistemas Complementarios de Transmisión**

*periodo mayo 2025- abril 2029*

*(Publicación)*

Lima, abril de 2025

# Resumen Ejecutivo

El proceso de fijación de Peajes de los Sistemas Secundarios de Transmisión (SST) y Sistemas Complementarios de Transmisión (SCT), para el periodo comprendido entre mayo 2025 y abril 2029, se desarrolla según lo establecido en la norma "Procedimientos para Fijación de Precios Regulados" aprobada mediante Resolución N° 080-2012-OS/CD, donde en su Anexo A.2.2, se señala en detalle las diversas etapas a seguirse para dicha fijación.

Dicho proceso regulatorio se inició con la presentación de las propuestas tarifarias de SST y SCT (PROPUESTAS) por parte de las empresas titulares de las instalaciones de transmisión (TITULARES), cuyo plazo final de presentación se estableció hasta el 01 de octubre de 2024; luego, se llevó a cabo la Audiencia Pública Descentralizada para que los TITULARES expongan sus PROPUESTAS, luego Osinergmin realizó las observaciones a las mismas y los TITULARES presentaron la absolución a dichas observaciones.

Posterior a ello, el 28 de febrero de 2025 se realizó la publicación, en el diario oficial El Peruano, del proyecto de resolución que fija los Peajes y Compensaciones para los SST y SCT, aplicables para el período comprendido entre el 01 de mayo de 2025 y el 30 de abril de 2029 (PROYECTO). Dicha publicación se efectuó mediante la Resolución N° 025-2025-OS/CD, estableciéndose como plazo máximo para la presentación de opiniones y sugerencias, el 25 de marzo de 2025.

Dentro del plazo señalado, se recibieron las opiniones y sugerencias de veinticinco (25) empresas entre generadoras, transmisoras y distribuidoras.

Así, el presente informe describe el procedimiento seguido por la Gerencia de Regulación de Tarifas (GRT) de Osinergmin, en la fijación de Peajes de los SST y SCT, para el periodo de vigencia del 01 de mayo de 2025 al 30 de abril de 2029; para el efecto, se ha considerado la mejor información presentada por las TITULARES como parte de sus PROPUESTAS, el resultado del análisis de las respuestas a las observaciones formuladas a los mismos, así como los estudios desarrollados sobre el particular por la GRT.

Los principales cambios realizados como parte del análisis de las opiniones y sugerencias al PROYECTO, los mismos que se desarrollan en el Anexo O del presente informe, son los siguientes:

- Se han incorporado los Elementos para los cuales los TITULARES han cumplido con presentar las correspondientes Actas de Verificación de Alta, debidamente suscritas por la División de Supervisión de Electricidad (DSE) de Osinergmin. Asimismo, se ha procedido a retirar los Elementos que cuentan con su Acta de Retiro Definitivo de Operación, en el cálculo del CMA.
- Se comprobó la existencia de inconsistencias en algunos datos de entrada en el modelo PERSEO, por lo que se procedió a actualizar la información conforme a la normativa vigente. Dado el carácter sistémico del modelamiento, dicha actualización impacta en el despacho operativo esperado y, en consecuencia, modifica los resultados del ingreso tarifario.

Como consecuencia de los cambios efectuados, en mérito a lo expresado en los párrafos anteriores, y teniendo en cuenta la normativa aplicable, se ha procedido a:

- Fijar el Costo Medio Anual preliminar de los Elementos que conforman el Plan de Inversiones del período comprendido entre el 01 de mayo de 2025 y el 30 de abril de 2029, por Área de Demanda y por cada titular que la conforma.
- Fijar los valores actualizados del Costo Medio Anual de los SST, aprobados en las Resoluciones N° 184-2009-OS/CD, N° 101-2010-OS/CD, N° 054-2013-OS/CD, N° 068-2015-OS/CD, N° 061-2017-OS/CD y N° 070-2021-OS/CD, incluyendo sus modificatorias.
- Establecer de forma definitiva, el Costo Medio Anual de los Elementos dados de Alta y que no fueron considerados en la última Liquidación Anual de los Ingresos por el Servicio de Transmisión Eléctrica de SST y/o SCT y actualizar dicho Costo Medio Anual según la estructura de costos de cada Elemento de transmisión puesto en servicio desde el 24 de julio 2006.
- Fijar el Costo Medio Anual de las instalaciones del SCT provenientes de Contratos de Concesión de SCT, así como los correspondientes peajes, los cuales se aplicarán a partir de la puesta en operación comercial.
- Fijar el Ingreso Tarifario de determinadas instalaciones de transmisión en la red de muy alta tensión que forman parte de los SST y/o SCT.
- Fijar los Peajes y sus fórmulas de actualización por Área de Demanda, correspondientes a los SST y/o SCT asignados a la demanda.
- Fijar el Cargo de Peaje Secundario por Transmisión Equivalente en Energía-CPSEE, y su fórmula de actualización, correspondientes a las instalaciones del SST, pagadas y/o usadas por el Titular y/o por Usuarios Libres (SSTL).
- Fijar los Peajes, Compensaciones y fórmulas de actualización de los Sistemas Complementarios de Transmisión de Libre Negociación (SCTLN) de las empresas Sociedad Minera Cerro Verde S.A.A. y Consorcio Eléctrico de Villacurí S.A.C., calificados como SCTLN para efectos tarifarios.
- Fijar los Factores de Pérdidas Medias para la expansión de los Precios en Barra, a las barras de los SST y/o SCT.
- Fijar las compensaciones y sus fórmulas de actualización, de los SST y/o SCT, asignados total o parcialmente a la generación.

Los valores correspondientes a esta fijación de Peajes y Compensaciones resultantes, se muestran en los Anexos que forman parte del presente informe.

## ÍNDICE

1.	Introducción.....	3
1.1.	ASPECTOS REGULATORIOS Y METODOLÓGICOS .....	4
1.2.	RESUMEN DEL PROCESO DE REGULACIÓN.....	8
2.	Análisis de Osinergmin Fijación de Peajes.....	13
2.1.	PROYECCIÓN DE LA DEMANDA .....	13
2.2.	SISTEMA ELÉCTRICO A REMUNERAR (SER) .....	14
2.2.1.	INSTALACIONES DEL SSTD Y BAJAS .....	14
2.2.2.	INSTALACIONES DEL SCT Y ALTAS .....	15
2.3.	FACTORES DE PÉRDIDAS MEDIAS .....	15
2.3.1.	CRITERIOS.....	15
2.3.2.	PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO DE LOS FPMDP .....	18
2.3.3.	PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO DE LOS FPMDE.....	18
2.3.4.	FACTORES DE PÉRDIDAS MEDIAS RESULTANTES.....	19
2.4.	PEAJES Y FÓRMULAS DE ACTUALIZACIÓN .....	19
2.4.1.	CMA DE SSTD.....	20
2.4.2.	CMA DE SCTD.....	22
2.4.3.	INGRESO TARIFARIO DE INSTALACIONES MAT Y MAT/MAT .....	29
2.4.4.	CÁLCULO DE PEAJES .....	30
2.4.5.	FÓRMULAS DE ACTUALIZACIÓN.....	33
2.5.	REVISIÓN DE ALÍCUOTAS.....	34
2.5.1.	REVISIÓN DE ALÍCUOTAS.....	34
2.5.2.	CORRECCIONES A LAS BAJAS REALIZADAS.....	36
2.5.3.	RETIRO DE COSTOS COMUNES .....	37
2.6.	PEAJE SECUNDARIO POR TRANSMISIÓN EQUIVALENTE EN ENERGÍA-CPSEE .....	37
2.6.1.	SOBRE EL SST DE CONELSUR AD03 (ANTES CONENHUA) .....	39
2.6.2.	SOBRE EL SST DE CONELSUR AD07.....	42
2.6.3.	SOBRE EL SST DE AYMARAES.....	42
2.6.4.	SOBRE EL SST DE CTA.....	43
2.7.	PEAJE PARA EL SCTLN DE CERRO VERDE .....	45
2.8.	PEAJE PARA EL SCTLN DE COELVISAC .....	46
2.9.	CONTRATOS DE CONCESIÓN DE SCT .....	48
2.10.	SOBRE LA AMPLIACIÓN N° 3 DE ISA PERÚ S.A.....	51
2.11.	SOBRE LA ADENDA N° 8 DEL CONTRATO BOOT DE REDESUR S.A. ....	51
2.12.	SOBRE EL COYM DEL PROYECTO LT 60 KV POECHOS - LAS LOMAS - QUIROZ (ENOSA).....	51
3.	Análisis de Osinergmin Fijación de Compensaciones.....	54
3.1.	ASIGNACIÓN DE RESPONSABILIDAD DE PAGO .....	54
3.1.1.	SOBRE LA REVISIÓN DE LA ASIGNACIÓN DE RESPONSABILIDAD POR EL USO DEL SST DE ILO .....	55
3.1.2.	SOBRE LA SOLICITUD DE MODIFICACIÓN DEL CRITERIO DE USO PARA LA ASIGNACIÓN DE RESPONSABILIDAD DE PAGO ENTRE GENERADORES.....	57
3.1.3.	SOLICITUD DE APLICACIÓN DE FACTORES DE ACTUALIZACIÓN MENSUAL A LAS COMPENSACIONES SST.....	58
3.2.	COMPENSACIONES Y FÓRMULA DE ACTUALIZACIÓN.....	58
3.2.1.	CÁLCULO DEL CMAG.....	58
3.2.2.	CMA DE SST.....	58
3.2.3.	CMA DE SCTG Y SCTGD .....	60
3.2.4.	COMPENSACIONES MENSUALES.....	60
3.3.	DETERMINACIÓN DEL PRORRATEO DE LA COMPENSACIÓN ENTRE GENERADORES POR EL	

---

	CRITERIO DE BENEFICIO .....	62
3.4.	SOBRE EL SCTLN DE CERRO VERDE .....	65
4.	Conclusiones y Recomendaciones .....	66
5.	Anexos.....	68
6.	Referencias.....	317

# 1. Introducción

Según lo señalado en el artículo 44 de la Ley de Concesiones Eléctricas (en adelante "LCE"), la regulación de las tarifas de transmisión es efectuada por Osinergmin, independientemente de si estas corresponden a ventas de electricidad para el servicio público o para aquellos suministros que se efectúen en condiciones de competencia según lo establezca el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas (en adelante "RLCE"), aprobado con Decreto Supremo 009-93-EM.

De acuerdo a lo anterior, en el artículo 139 del RLCE, se establecen los lineamientos para fijar las Tarifas y Compensaciones de los Sistemas Secundarios de Transmisión (en adelante "SST") y Sistemas Complementarios de Transmisión (en adelante "SCT"); específicamente en los numerales I) y II) del literal i) del artículo 139, se establece que las instalaciones de transmisión se agruparán en Áreas de Demanda a ser definidas por Osinergmin<sup>1</sup> y que se fijará un peaje único por cada nivel de tensión en cada una de dichas Áreas de Demanda.

La norma "Tarifas y Compensaciones para SST y SCT", aprobada mediante Resolución N° 217-2013-OS/CD y modificada mediante Resolución N° 018-2018-OS/CD (NORMA TARIFAS), se ha implementado para cumplir con lo establecido en el marco legal vigente relacionado con la regulación de dichos SST y SCT. Asimismo, se aprobó la Resolución N° 080-2012-OS/CD, la misma que tiene relación con la NORMA TARIFAS en lo que corresponde a las etapas y plazos a seguirse para la Fijación de Peajes y Compensaciones de los SST y SCT.

En cumplimiento del cronograma establecido en la Resolución N° 080-2012-OS/CD, el 28 de febrero de 2025, se publicó en el diario oficial El Peruano, el proyecto de resolución que fija los Peajes y Compensaciones de los SST y SCT, aplicables para el período comprendido entre el 01 de mayo de 2025 y el 30 de abril de 2029, de cada una de las 15 Áreas de Demanda (PROYECTO). Dicha publicación se realizó mediante la Resolución N° 025-2025-OS/CD, donde se indicó que el plazo máximo para presentar opiniones y sugerencias, sería el 25 de marzo de 2025.

Dentro del plazo señalado, se recibieron las opiniones y sugerencias de veinticinco (25) empresas entre generadoras, transmisoras y distribuidoras.

---

<sup>1</sup> Las Áreas de Demanda fueron establecidas mediante la Resolución N° 081-2021-OS/CD.

Así, el presente informe describe el procedimiento seguido por la Gerencia de Regulación de Tarifas de Osinerghmin, en la fijación de Peajes de los SST y SCT, en cada una de las Áreas de Demanda, para el periodo de vigencia del 01 de mayo de 2025 al 30 de abril de 2029.

Para la elaboración del presente informe, se ha tomado como base los Informes N° 097-2025-GRT, N° 098-2025-GRT y N° 099-2025-GRT, los mismos que forman parte del referido PROYECTO.

Asimismo, para la elaboración del presente informe, se ha tomado la mejor información de las propuestas de Fijación de Peajes y Compensaciones de SST y SCT, presentada por las empresas titulares de instalaciones de transmisión (TITULARES), con lo que se dio inicio al presente proceso regulatorio; la información y documentos relacionados que han venido presentando las empresas en las etapas anteriores; el análisis de las opiniones y sugerencias al PROYECTO, así como los estudios desarrollados sobre el particular por la Gerencia de Regulación de Tarifas (GRT) de Osinerghmin.

---

## 1.1. Aspectos Regulatorios y Metodológicos

El sistema de precios debe ser estructurado sobre la base de la eficiencia económica de acuerdo con lo señalado por los artículos 8 y 42 de la LCE<sup>2</sup>.

Las tarifas y compensaciones correspondientes a los sistemas de transmisión y distribución, deberán ser reguladas en cumplimiento del artículo 43 de la LCE, modificado por la Ley N° 28832<sup>3</sup>.

Según lo señalado en el artículo 44 de la LCE<sup>4</sup>, la regulación de la transmisión será efectuada por Osinerghmin, independientemente de si las tarifas corresponden a ventas de electricidad para el servicio público o para aquellos suministros que se efectúen en condiciones de competencia.

De forma similar, el artículo 62 de la LCE modificado con la Ley N° 28832<sup>5</sup>, establece que los peajes y compensaciones del SST deberán ser regulados por Osinerghmin.

---

<sup>2</sup> **Artículo 8°.-** La Ley 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 según los criterios contenidos en el Título V de la presente Ley.

(...)

**Artículo 42°.-** Los precios regulados reflejarán los costos marginales de suministro y estructurarán de modo que promuevan la eficiencia del sector.

<sup>3</sup> **Artículo 43°.-** Estarán sujetos a regulación de precios:

(...)

c) Las tarifas y compensaciones de Sistemas de Transmisión y Distribución;

(...)

<sup>4</sup> **Artículo 44°.-** Las tarifas de transmisión y distribución serán reguladas por la Comisión de Tarifas de Energía independientemente de si éstas corresponden a ventas de electricidad para el servicio público o para aquellos suministros que se efectúen en condiciones de competencia, según lo establezca el Reglamento de la Ley. Para éstos últimos, los precios de generación se obtendrán por acuerdo de partes.

(...)

<sup>5</sup> **Artículo 62°.-** Las compensaciones y peajes por las redes del Sistema Secundario de Transmisión, o del Sistema de Distribución serán reguladas por OSINERG.

(...)

Por otro lado, para la determinación de las tarifas correspondientes al SST, el artículo 49 de la LCE, modificado por la Ley N° 28832<sup>6</sup>, establece que en las barras del SST el precio incluirá el correspondiente peaje de dicho sistema, el mismo que será determinado según lo establecido en los artículos 128 y 139 del Reglamento de la LCE<sup>7</sup>, modificado mediante el Decreto Supremo N° 027-2007-EM, Decreto Supremo N° 018-2016-EM y Decreto Supremo N° 028-2016-EM.

---

<sup>6</sup> **Artículo 49°.-** En las barras del Sistema Secundario de Transmisión el precio incluirá el correspondiente peaje de dicho sistema.

<sup>7</sup> **Artículo 128°.-** Para la fijación de los precios en Barra de energía, a que se refiere el artículo 49° de la Ley, el sistema de transmisión a considerar comprenderá todas aquellas instalaciones del SEIN hasta el límite donde se inician las instalaciones que sirven en forma exclusiva a la demanda y hasta el límite donde se inician las instalaciones que sirven de forma exclusiva a la generación.

**Artículo 139°.-**

(...)

Las compensaciones y las tarifas de transmisión a que se refieren los artículos 44° y 62° de la Ley; así como, las compensaciones y tarifas del Sistema Complementario de Transmisión a que se refiere el Artículo 27° de la Ley N° 28832, serán fijadas por OSINERGMIN, teniendo presente lo siguiente:

a) Criterios Aplicables

- I) El pago mensual que efectúen los generadores por las instalaciones de transmisión se denomina compensación.
  - II) Las instalaciones de transmisión a que se refiere este artículo comprenden tanto las pertenecientes al Sistema Secundario de Transmisión como al Sistema Complementario de Transmisión, salvo que se indique lo contrario.
  - III) El Plan de Transmisión se refiere al definido en el Artículo 21° de la Ley N° 28832.
  - IV) El pago que realicen los consumidores se denomina Peaje que se aplicará como un cargo por unidad de energía consumida. Para el caso de instalaciones que comprenden el sistema de transmisión, a que se refiere el Artículo 128°, el pago incluirá además del Peaje, la aplicación de los factores nodales de energía y los factores de pérdidas de potencia.
  - V) El Plan de Inversiones está constituido por el conjunto de instalaciones de transmisión requeridas que entren en operación dentro de un periodo de fijación de Peajes y Compensaciones (...)
- (...)
- VI) El Costo Medio Anual de las instalaciones de transmisión corresponde al monto anual que permite retribuir los costos de inversión, operación y mantenimiento.
  - VII) Los costos de explotación son los definidos en el Artículo 1° de la Ley N° 28832.
  - VIII) Los Ingresos Esperados Anuales corresponden al monto que se debe liquidar anualmente.
- (...)

b) Costo Medio Anual

(...)

c) Configuración del Sistema Eléctrico a Remunerar

(...)

d) Frecuencia de Revisión y Actualización

(...)

- II) El Costo Medio Anual, de las instalaciones de transmisión, a que se refiere el numeral II) del literal b) del presente Artículo, se establecerá de forma definitiva con base a los costos estándares de mercado vigentes a la fecha de su entrada en operación comercial. Este costo se actualizará en cada proceso regulatorio conjuntamente con la fijación de Compensaciones y Peajes.
- III) La fijación de Compensaciones y Peajes y sus fórmulas de actualización se realizará cada cuatro (04) años según se establece en el literal i) siguiente.
- IV) (...)
- V) El Costo Medio Anual de las instalaciones comprendidas en un Contrato de Concesión de SCT se fijará antes de la entrada en operación de dichas instalaciones y se actualizará anualmente con la fórmula de actualización que para tal fin se establezca en el respectivo Contrato. El reajuste del Peaje correspondiente se realizará conforme al procedimiento que apruebe el OSINERGMIN, de manera que el Titular recupere el Costo Medio Anual.

La forma de determinar el Costo Medio Anual (en adelante "CMA") de las instalaciones que conforman los SST remunerados exclusivamente por la demanda, está establecida en el literal b), numeral I), del artículo 139 del Reglamento de la LCE, donde se establece que dicho CMA se fijará por única vez como el ingreso anual por concepto de Peaje e Ingreso Tarifario y deberá ser actualizado en cada fijación tarifaria. Asimismo, en dicha referencia se establece que cuando alguna de estas instalaciones sea retirada de operación definitiva, el CMA se reducirá en un monto proporcional al CMA de la referida instalación respecto del CMA del conjunto de instalaciones que pertenecen a un determinado titular de transmisión.

El concepto de CMA de las instalaciones que no son del tipo SST, también está definido en el literal b), numeral II), del artículo 139 del RLCE, y corresponde a la suma de la anualidad del costo de inversión y del costo anual de operación y mantenimiento, en condiciones de eficiencia. En la misma referencia, para los Contratos de Concesión de SCT, el CMA comprende los costos de operación y mantenimiento, el monto que resulte de la liquidación anual, así como, la anualidad de la inversión calculada aplicando la Tasa de Actualización y el periodo de recuperación establecidos en el Contrato de Concesión de SCT, cuyos componentes de inversión, operación y mantenimiento serán los valores que resulten de la licitación.

En cada fijación tarifaria, el CMA de las instalaciones de transmisión que son remuneradas por la demanda, deberá incluir el CMA del SST, así como el CMA de las instalaciones existentes en dicha oportunidad provenientes del Plan de Inversiones aprobado por Osinergmin y/o Contratos de Concesión de SCT, conforme lo indicado en el numeral III) del literal b) del artículo 139 del RLCE.

Por otro lado, respecto a la asignación de responsabilidad de pago, se debe tener en cuenta lo establecido en el literal e) del artículo 139 del RLCE<sup>8</sup>. Así, para determinar

- 
- (...)
- e) **Responsabilidad de Pago**
- (...)
- III) Para las instalaciones del Sistema Secundario de Transmisión no contempladas en ninguno de los casos anteriores, OSINERGMIN definirá la asignación de responsabilidad de pago a la generación o a la demanda, o en forma compartida entre ambas. Para ello, deberá tener en cuenta el uso y/o el beneficio económico que cada instalación proporcione a los generadores y/o demanda, así como, lo dispuesto por el cuarto párrafo de la Sexta Disposición Complementaria Final de la Ley N° 28832.
- IV) La responsabilidad de pago de las instalaciones del Sistema Complementario de Transmisión que son parte del Plan de Transmisión y cuya construcción es el resultado de iniciativa propia de uno o varios agentes, se realizará conforme a los criterios señalados en el numeral III) anterior. El pago de las instalaciones correspondientes a un Contrato de Concesión de SCT se asignará 100% a la demanda comprendida dentro del área que designe OSINERGMIN.
- (...)
- <sup>8</sup> **Responsabilidad de Pago**
- (...)
- III) Para las instalaciones del Sistema Secundario de Transmisión no contempladas en ninguno de los casos anteriores, OSINERGMIN definirá la asignación de responsabilidad de pago a la generación o a la demanda, o en forma compartida entre ambas. Para ello, deberá tener en cuenta el uso y/o el beneficio económico que cada instalación proporcione a los generadores y/o demanda, así como, lo dispuesto por el cuarto párrafo de la Sexta Disposición Complementaria Final de la Ley N° 28832.

la responsabilidad de pago por el uso por parte de terceros de instalaciones del SST que a la fecha de entrada en vigencia de la Ley N° 28832 eran pagadas y/o usadas por el titular y/o por Usuarios Libres, se procede según lo establecido en el numeral VIII del literal e)<sup>9</sup> del artículo 139 del RLCE.

Para cumplir con estos mandatos de la LCE y el RLCE, considerando el principio de transparencia que rige el accionar del regulador, de acuerdo con lo establecido en la Ley N° 27838 – Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos, Osinergmin mediante Resolución N° 080-2012-OS/CD, aprobó la Norma “Procedimientos para Fijación de Precios Regulados”, donde en su Anexo A.2.2, se señala a detalle las diversas etapas a seguirse para la fijación de peajes y compensaciones de los SST y SCT.

Asimismo, con la Resolución N° 217-2013-OS/CD se aprobaron los criterios, metodología y formatos para la presentación de los estudios que sustenten las propuestas de regulación de los SST y SCT.

Asimismo, se aprobaron las siguientes normas y/o resoluciones, las cuales tienen relación vinculante con la NORMA TARIFAS:

- Norma “Procedimiento de Liquidación Anual de los Ingresos por el Servicio de Transmisión Eléctrica del SST y SCT”, aprobada mediante la Resolución N° 056-2020-OS/CD.

- 
- IV) La responsabilidad de pago de las instalaciones del Sistema Complementario de Transmisión que son parte del Plan de Transmisión y cuya construcción es el resultado de iniciativa propia de uno o varios agentes, se realizará conforme a los criterios señalados en el numeral III) anterior. El pago de las instalaciones correspondientes a un Contrato de Concesión de SCT se asignará 100% a la demanda comprendida dentro del área que designe OSINERGMIN.
  - V) A la demanda de una determinada área atendida de forma exclusiva por instalaciones del Sistema Complementario de Transmisión diferentes de aquellas a que se refieren el numeral IV) precedente y el literal c) del numeral 27.2 del Artículo 27 de la Ley N° 28832, se le asignará el 100% del pago de dichas instalaciones.
  - VI) La asignación de la responsabilidad de pago entre la demanda y la generación de las instalaciones del Sistema Complementario de Transmisión a que se refieren los numerales IV) y V) precedentes, se determinará por única vez.
  - VII) La distribución entre los generadores de la responsabilidad de pago asignada a ellos, se revisará en cada fijación tarifaria o a solicitud de los interesados, de acuerdo con el procedimiento que establezca OSINERGMIN.
  - VIII) (...)
  - IX) Las instalaciones ejecutadas en el marco de un contrato de concesión derivado de un proceso de promoción a la inversión privada, que incluyan obras de un Plan de Transmisión aprobado conforme a la Ley N° 28832, deberán ser evaluadas por OSINERGMIN a efectos de determinar la asignación de responsabilidad de pago a todos los usuarios del SEIN.

<sup>9</sup> VIII) Para el uso por parte de terceros de instalaciones del Sistema Secundario de Transmisión que a la fecha de entrada en vigencia de la Ley N° 28832 eran pagadas y/o usadas por el titular y/o por Usuarios Libres, OSINERGMIN establecerá la responsabilidad de pago en proporción a la demanda de dichos usuarios y de los terceros que se conecten a partir de dicha fecha, bajo el criterio de buscar la eficiencia económica. Los terceros que pertenezcan al Servicio Público de Electricidad participarán en la responsabilidad de pago sólo si su demanda supera el 5% de la demanda total de dicho Sistema Secundario de Transmisión, según el procedimiento aprobado por OSINERGMIN. En este caso la parte que corresponda a dichos terceros será incluida en el cálculo del Peaje del Sistema Secundario de Transmisión a ser pagado por todos los Usuarios del Área de Demanda correspondiente.

- Norma “Procedimiento de Altas y Bajas en Sistemas de Transmisión Eléctrica de SST y/o SCT”, aprobada mediante la Resolución N° 057-2020-OS/CD (en adelante “Norma Altas y Bajas”).
- Áreas de Demanda según lo establecido en el literal i) del artículo 139 del RLCE, aprobadas mediante Resolución N° 081-2021-OS/CD.
- Porcentajes para determinar el Costo Anual Estándar de Operación y Mantenimiento de las Instalaciones de Transmisión, aprobados mediante Resolución N° 080-2021-OS/CD y modificados mediante Resolución N° 163-2021-OS/CD.
- Base de Datos de Módulos Estándares de Inversión para Sistemas de Transmisión (BDME), cuya última actualización fue aprobada mediante Resolución N° 012-2025-OS/CD, modificada con Resolución N° 038-2025-OS/CD.
- Norma de Procedimiento para la Asignación de Responsabilidad de Pago de los SST y SCT (en adelante “Norma Asignación de Responsabilidad”), aprobada con Resolución N° 164-2016-OS/CD.

---

## 1.2. Resumen del Proceso de Regulación

El presente proceso se desarrolla según lo establecido en la norma “Procedimientos para Fijación de Precios Regulados” aprobada mediante Resolución N° 080-2012-OS/CD, donde en su Anexo A.2.2 se señala específicamente las etapas y plazos a seguirse para la fijación de peajes y compensaciones de los SST y SCT (en adelante “PROCEDIMIENTO”).

Osinergmin, en aplicación del principio de transparencia contenido en la Ley N° 27838, Ley de Transparencia y Simplificación de los Procedimientos Regulatorios de Tarifas, ha incluido como parte del PROCEDIMIENTO la realización de audiencias públicas, estableciendo de esta manera un ambiente abierto de participación para que la ciudadanía y los interesados en general puedan, en su oportunidad, expresar sus opiniones a fin de que éstas sean consideradas tanto por el correspondiente titular de transmisión como por el regulador antes que adopte su decisión.

Asimismo, toda la información disponible relacionada con el PROCEDIMIENTO, incluyendo la correspondiente a las Audiencias Públicas, se viene publicando en la página Web: [www.gob.pe/osinergmin](http://www.gob.pe/osinergmin), en la ruta: “Regulación Tarifaria”, “Visita página de Regulación Tarifaria”, “Procesos Regulatorios”, “Electricidad”, “Procedimiento para fijación de Peajes y Compensaciones para SST y SCT”, “En Proceso”, “Procedimiento para Fijación de Peajes y Compensaciones para los Sistemas Secundarios de Transmisión y Sistemas Complementarios de Transmisión, Periodo 2025-2029”.

### **Inicio del Proceso**

En cumplimiento del cronograma del PROCEDIMIENTO, hasta el 01 de octubre de 2024, veinticinco (25) empresas titulares de instalaciones de transmisión de energía eléctrica, las mismas que se muestran en el cuadro siguiente [en adelante y en conjunto “TITULARES”], presentaron sus propuestas de Fijación de Peajes y Compensaciones de SST y SCT para el periodo 2025-2029 [Ver Referencia 1].

**Cuadro N° 1-1**  
**TITULARES que presentaron Propuesta Inicial-Regulación de SST y SCT**

TRANSMISORAS	GENERADORAS	DISTRIBUIDORAS
1.- Red de Energía del Perú S.A. 2.- Transmantaro S.A. 3.- Interconexión Eléctrica ISA Perú S.A. 4.- Redesur S.A. 5.- Transmisora Eléctrica del Sur 3 S.A. 6.- Proyecto Especial Olmos Tinajones (PEOT)	1.- Engie Energía Perú S.A. 2.- Empresa de Generación Eléctrica San Gaban S.A. 3.- Empresa de Generación Eléctrica de Arequipa S.A. 4.- Empresa de Generación Eléctrica Machupicchu S.A. 5.- Electroperú S.A.	1.- Electro Sur Este S.A.A. 2.- Electrosur S.A. 3.- Consorcio Eléctrico de Villacurí S.A.C. 4.- Electrocentro S.A. 5.- Pluz Energía Perú S.A.A. 6.- Luz del Sur S.A.A. 7.- Electro Oriente S.A. 8.- Electro Ucayali S.A. 9.- Electro Dunas S.A.A. 10.- Seal S.A. 11.- Electronoroeste S.A. 12.- Hidrandina S.A. 13.- Adinelsa 14.- Electronorte S.A.

Cabe indicar que las empresas Statkraft Perú S.A. (STATKRAFT) e Inversiones Shaqsha S.A.C. (SHAQSHA), según Cartas SKP/GC-270-2024 y IS/GC-006-2024, respectivamente, informaron que, no habiéndose producido cambios significativos en sus sistemas secundarios y complementarios existentes, se abstienen de presentar sus propuestas de Fijación de Peajes y Compensaciones de SST y SCT para el periodo 2025-2029. Por otro lado, la empresa Unacem Perú S.A. (UNACEM), según Carta GOC-217-24, informó que, debido a que Osinerghmin ha aprobado para dicha empresa la Baja tarifaria de todos los Elementos de transmisión de su titularidad para los años 2023 y 2025, se abstiene de presentar su propuesta de Fijación de Peajes y Compensaciones de SST y SCT para el periodo 2025-2029. Es importante señalar que, mediante Carta GOC-252-24, UNACEM señala que “...en atención a la información requerida en el oficio N° 1904-2024-GRT, cumple con presentar un informe que sustenta su propuesta de Fijación de Peajes de los SST y SCT de UNACEM...”, no obstante, al no haber presentado propuesta inicial, no corresponde considerar dicho informe como propuesta final, siendo que el Oficio N° 1904-2024-GRT solo tuvo el propósito de requerir información relevante para el desarrollo del presente proceso regulatorio.

Asimismo, es importante mencionar que, la empresa Electronorte S.A. no presentó la absolución a las observaciones realizadas por Osinerghmin a su propuesta inicial ni presentó su propuesta final. Por otro lado, la empresa Electro Puno S.A.A., mediante Oficio N° 03-2025-ELPU/GG, presentó una propuesta señalando lo siguiente: “...alcanzamos nuestra subsanación de las diversas observaciones que ha efectuado Osinerghmin al área de demanda II; donde mi representada es titular...”. Al respecto, se aclara que dicha afirmación no se ajusta a la verdad, toda vez que Osinerghmin no formuló observaciones a dicha empresa, dado que esta no presentó propuesta inicial. En ese sentido, se deja constancia que el documento presentado mediante Oficio N° 03-2025-ELPU/GG, no será considerado como propuesta final, y que la información adjunta será tratada con carácter referencial para efectos del presente proceso regulatorio.

Así, en cumplimiento del marco legal aplicable, como siguiente etapa, se publicó en la página Web de Osinerghmin las propuestas de fijación de Peajes y Compensaciones de los TITULARES de los SST y SCT.

### **Primera Audiencia Pública**

La primera Audiencia Pública, cuyo objetivo fue que los titulares de los Sistemas de Transmisión expongan el sustento técnico - económico de sus propuestas de Peajes y Compensaciones para los SST y SCT (en adelante y en conjunto "PROPUESTAS INICIALES"), se ha desarrollado el día 17 de octubre de 2024.

Algunos de los asistentes a esta Audiencia Pública expresaron sus opiniones y preguntas, las mismas que fueron respondidas por el correspondiente expositor.

Dichas opiniones y preguntas, así como el acta de la Audiencia Pública, que se encuentran publicadas en la Web de Osinerghmin, deben en lo pertinente ser consideradas en el presente proceso regulatorio, tanto por el respectivo TITULAR como por Osinerghmin.

### **Observaciones al Estudio**

A través de los Oficios numerados correlativamente desde el N° 1897-2024-GRT hasta el N° 1903-2024-GRT, N° 1917-2024-GRT hasta el N° 1924-2024-GRT, N° 1929-2024-GRT, N° 1940-2024-GRT hasta el N° 1942-2024-GRT y N° 1944-2024-GRT hasta el N° 1949-2024-GRT, con fecha 26 de noviembre de 2024, Osinerghmin remitió a los TITULARES, las observaciones a las propuestas de fijación de Peajes y Compensaciones de SST y SCT [Ver Referencia 2].

### **Respuesta a Observaciones**

En cumplimiento del cronograma establecido en el PROCEDIMIENTO, hasta el 03 de enero de 2025, los TITULARES presentaron las respuestas a las observaciones realizadas por Osinerghmin a sus PROPUESTAS INICIALES (en adelante y en conjunto "PROPUESTAS FINALES") [Ver Referencia 3].

Cabe indicar que la empresa Electronorte S.A. no presentó la absolución a las observaciones realizadas por Osinerghmin a su PROPUESTA INICIAL.

El análisis de dichas respuestas y/o subsanación de las observaciones, se desarrolla detalladamente en el Anexo O del presente informe.

### **Publicación del Proyecto de Resolución**

Según el mismo cronograma, como siguiente etapa del PROCEDIMIENTO, el 28 de febrero de 2025 Osinerghmin publicó el proyecto de resolución que fija los peajes y compensaciones de los SST y SCT, para el período mayo 2025- abril 2029 [Ver Referencia 4].

### **Segunda Audiencia Pública**

La segunda Audiencia Pública se desarrolló el 11 de marzo de 2025, en la que Osinerghmin expuso los criterios, metodología y modelos económicos utilizados, en la publicación del proyecto de resolución que fija los peajes y compensaciones de los SST y SCT, para el período mayo 2025 - abril 2029.

En esta Audiencia Pública, los consumidores, las empresas concesionarias, las asociaciones de usuarios y demás personas interesadas, pudieron dar a conocer sus puntos de vista sobre el procedimiento en ejecución y su resultado tarifario.

### Opiniones y sugerencias

Hasta el 25 de marzo de 2025, los interesados presentaron a Osinergrmin sus opiniones y sugerencias sobre el proyecto de resolución publicado, a fin de que sean analizadas con anterioridad a la publicación de la resolución que fije los peajes y compensaciones de los SST y SCT, para el período mayo 2025 - abril 2029 [Ver Referencia 5].

Las veinticinco (25) empresas, entre generadoras, transmisoras y distribuidoras, que presentaron opiniones y sugerencias al PROYECTO, se detallan en el siguiente cuadro.

**Cuadro N° 1-2**  
**TITULARES que presentaron opiniones y sugerencias al PROYECTO**

TRANSMISORAS	GENERADORAS	DISTRIBUIDORAS
1.- Red de Energía del Perú S.A. 2.- Transmataro S.A. 3.- Interconexión Eléctrica ISA Perú S.A. 4.- Redesur S.A. 5.- Transmisora Eléctrica del Sur 3 S.A.	1.- Engie Energía Perú S.A. 2.- Electroperú S.A. 3.- Statkraft Perú S.A. 4.- Empresa de Generación Eléctrica de Junín S.A.C. 5.- Orygen Perú S.A.A. 6.- Infraestructuras y Energías del Perú S.A.C.	1.- Electro Sur Este S.A.A. 2.- Consorcio Eléctrico de Villacurí S.A.C. 3.- Electrocentro S.A. 4.- Pluz Energía Perú S.A.A. 5.- Luz del Sur S.A.A. 6.- Electro Oriente S.A. 7.- Electro Ucayali S.A. 8.- Electro Dunas S.A.A. 9.- Seal S.A. 10.- Electronoroeste S.A. 11.- Hidrandina S.A. 12.- Adinelsa 13.- Electronorte S.A. 14.- Electro Puno S.A.A.

El análisis de dichas opiniones y sugerencias al PROYECTO, se desarrolla detalladamente en el Anexo O del presente informe.

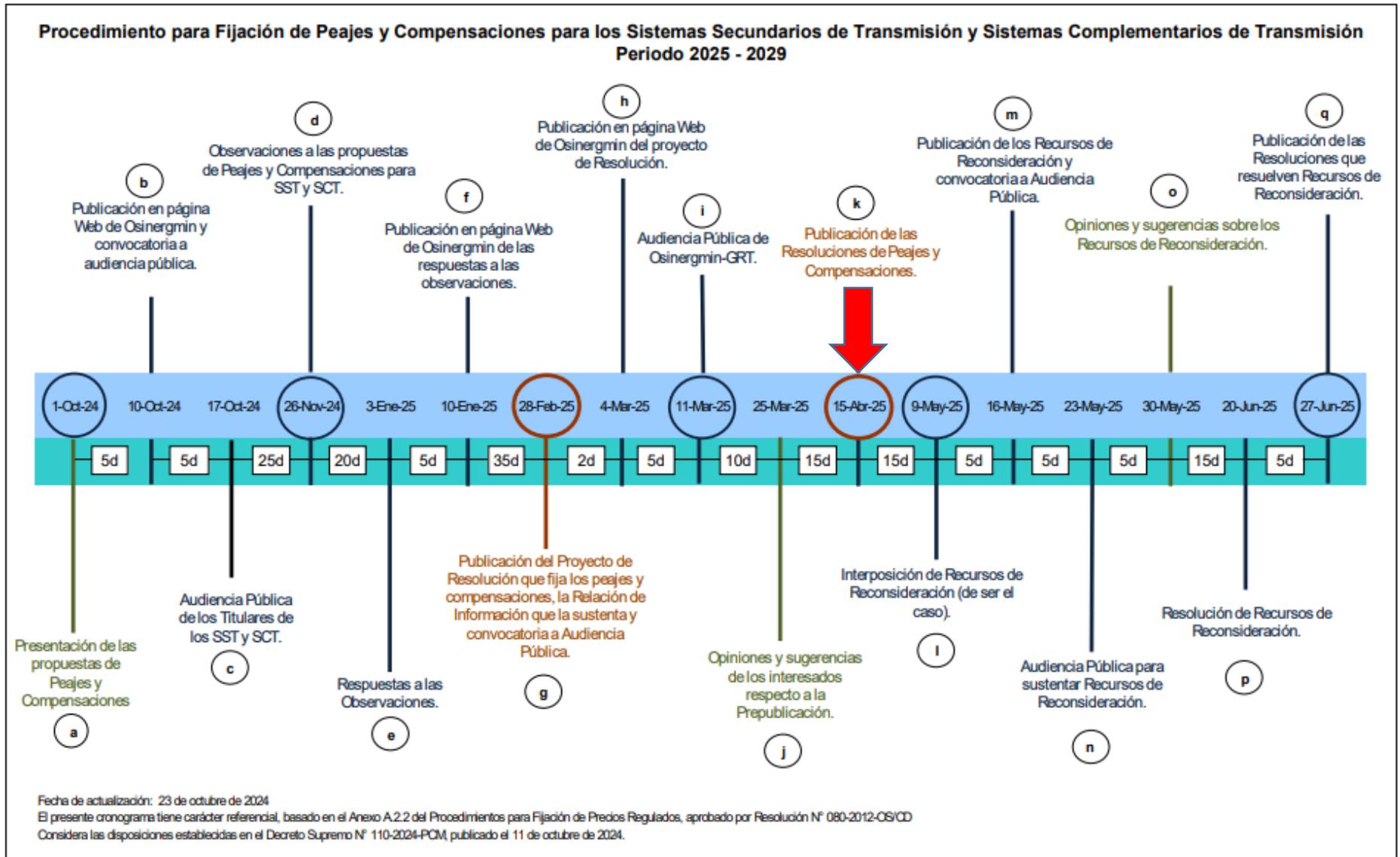
### Publicación de la Resolución que Fija los Peajes y Compensaciones de los SST y SCT, Período 2025-2029

De acuerdo con el PROCEDIMIENTO, luego de realizar el análisis de las opiniones y sugerencias al PROYECTO, materia del presente informe, corresponde que Osinergrmin a más tardar el 15 de abril de 2025, publique la resolución que fije los Peajes y Compensaciones de los SST y SCT, para el periodo comprendido entre el 01 de mayo 2025 y el 30 de abril de 2029.

Con posterioridad a la decisión de Osinergrmin, en el PROCEDIMIENTO también se ha previsto la instancia de los recursos de reconsideración, donde se pueden interponer cuestionamientos a las decisiones adoptadas.

En la Figura N° 1.1 se muestra el cronograma del PROCEDIMIENTO, donde se señala la etapa en la que nos encontramos.

**Figura N° 1.1**  
**Proceso de Fijación de Tarifas y Compensaciones de SST y SCT (Periodo 2025-2029)**



## 2. Análisis de Osinergmin

### Fijación de Peajes

Osinergmin ha evaluado las premisas y los cálculos presentados por los TITULARES, tanto en la PROPUESTA INICIAL como en la PROPUESTA FINAL. Para esta evaluación se ha tomado en cuenta el Análisis de las Respuestas a las Observaciones formuladas a la PROPUESTA INICIAL y el análisis de las opiniones y sugerencias presentadas por los interesados al PROYECTO, este último se desarrolla en el Anexo O del presente informe.

En ese sentido, para los casos en los que no se han subsanado adecuadamente las observaciones o la información presentada ha resultado inconsistente o no ha sido debidamente sustentada, Osinergmin ha procedido a establecer los valores finales de CMA, los Ingresos Tarifarios para las instalaciones que corresponda, los Factores de Pérdidas Medias, los Peajes y Fórmulas de Actualización, a fin de fijar los Peajes para los SST y SCT, periodo mayo 2025 - abril 2029, dentro del marco regulatorio vigente.

Para efectos del presente informe, el análisis realizado por Osinergmin y los resultados obtenidos como producto de dicho análisis, se denominará en adelante PROPUESTA Osinergmin.

---

### 2.1. Proyección de la Demanda

Según el procedimiento establecido en la NORMA TARIFAS, la proyección de la demanda que Osinergmin emplea en la determinación de Peajes de los SST y SCT de cada una de las Área de Demanda, corresponde a la aprobada en el proceso de aprobación del Plan de Inversiones 2025-2029, cuyos valores se muestran en el Cuadro N° 2-1, con las precisiones y los ajustes necesarios efectuados dentro de las atribuciones de la Autoridad, a fin de obtener un pronunciamiento acorde con los hechos que sustentan la respectiva decisión, que se describen a continuación:

- En el Área de Demanda 4 se han adecuado los niveles de tensión de la demanda de clientes libres ubicados en la barra Pongo de Caynarachi 33 kV, de AT a MT.
- En el Área de Demanda 7, se ha retirado la demanda del cliente libre "CORPORACIÓN MG 20" del sistema eléctrico "Lima Sur", el cual fue considerado en los formatos de demanda F-100 del Plan de Inversiones 2025-2029.

- En el Área de Demanda 8, se ha cambiado el sistema eléctrico de las barras San Nicolás 13 kV y Poroma 220 kV de “Bella Unión - Chala” a “Nazca-Palpa-Puquio”. Asimismo, se ha reajustado las proyecciones de demanda debido a que se cambió el nivel de tensión de la carga de la SET Jahuay de DMT a DAT B.
- Asimismo, en esa Área de Demanda 8, para el cliente libre “SHOUGANG HIERRO PERU (EL HIERRO)” se ha reasignado el nivel de tensión de MT a MAT.
- En el Área de Demanda 11, se ha cambiado el sistema eléctrico de la barra San Rafael 138 kV de “Juliaca, Juliaca Rural y SER Juliaca” a “Azángaro, Azángaro Rural y SER Azángaro”.
- En el Área de Demanda 12, se ha reasignado el cliente libre “SOUTHERN PERÚ COOPER CORPORACIÓN 2” del sistema eléctrico “Ilo” al “Moquegua y Moquegua Rural”.

**Cuadro N° 2-1**  
**PROPUESTA Osinerghmin**  
**Proyección de la Demanda (MWh)**

ÁREA	2025 <sup>(1)</sup>	2026	2027	2028	2029 <sup>(2)</sup>
1	1 663 264	2 601 919	2 663 669	2 715 436	948 962
2	1 018 625	1 595 680	1 655 388	1 716 624	586 337
3	3 440 525	5 192 460	5 271 330	5 352 346	1 768 773
4	337 720	512 898	527 677	542 598	179 619
5	3 078 856	4 539 347	4 585 580	4 633 749	1 473 111
6	6 432 869	10 349 766	11 073 117	11 305 465	3 878 695
7	8 177 483	12 655 054	12 997 180	13 345 438	4 558 952
8	2 991 480	4 567 445	4 681 097	4 774 069	1 584 547
9	3 850 814	5 671 655	5 758 916	5 846 252	1 839 463
10	2 831 656	4 253 591	4 302 828	4 329 957	1 436 819
11	527 054	798 966	819 851	835 565	275 288
12	2 031 114	2 760 506	2 764 127	2 767 766	730 743
13	254 033	405 815	441 741	477 445	183 376
14	297 547	459 515	477 340	494 245	161 270
15	36 930 007	56 364 617	58 019 842	59 136 953	19 607 303

Fuente: Formato “F-503” de los archivos “F-500” de cada Área de Demanda.

<sup>(1)</sup> Comprende la energía del periodo mayo - diciembre.

<sup>(2)</sup> Comprende la energía del periodo enero - abril.

## 2.2. Sistema Eléctrico a Remunerar (SER)

Se procedió a determinar el SER, en estricto cumplimiento del marco normativo vigente y en base a la mejor información disponible.

### 2.2.1. Instalaciones del SSTD y Bajas

Según la información reportada por los TITULARES y complementada con la información disponible en Osinerghmin, se consideró las instalaciones existentes que conforman el SST, teniendo en cuenta las instalaciones dadas de Baja desde el 24 de julio 2006. Cabe indicar que dicha información fue validada a través de los diferentes procesos de Liquidación Anual de los Ingresos por el Servicio de Transmisión Eléctrica de SST y/o SCT, las correspondientes Actas de Retiro Definitivo de Operación (Acta de Baja) enviadas por las empresas titulares en cumplimiento de la Norma Altas y Bajas y por la información enviada por la División de Supervisión de Electricidad de

Osinerghmin. Las Bajas por Área de Demanda y por titular se resumen en el Anexo B del presente informe.

### 2.2.2. Instalaciones del SCT y Altas

Según la información reportada por los TITULARES y validada con la información disponible en Osinerghmin, se consideró las instalaciones existentes que cuentan con su Acta de Puesta en Servicio para cada Área de Demanda.

Para el efecto, se tomaron en cuenta las instalaciones que se han dado de Alta desde el 24 de julio 2006, debidamente validadas en los diferentes procesos de Liquidación Anual de los Ingresos por el Servicio de Transmisión Eléctrica de SST y/o SCT, las Actas de Puesta en Servicio (Actas de Alta) enviadas por las empresas titulares en cumplimiento de la Norma Altas y Bajas y con la información enviada por la División de Supervisión de Electricidad de Osinerghmin.

En el Anexo A del presente informe, se presenta un resumen del CMA de las instalaciones del SCT actualizado al 31 de marzo de 2025.

Adicionalmente, es importante señalar que, en el marco del Decreto Supremo N° 018-2021-EM, el Ministerio de Energía y Minas reasignó proyectos de transmisión de los Planes de Inversión, para los cuales se determinaron los CMA reajustados, según las Resoluciones N° 168-2024-OS/CD y N° 191-2024-OS/CD. Al respecto, de acuerdo a lo indicado en el numeral 4.17 del "Procedimiento de Liquidación Anual de los Ingresos por el Servicio de Transmisión Eléctrica del SST y SCT", la incorporación del CMA de nuevas instalaciones, incluido los proyectos reasignados en el marco del Decreto Supremo N° 018-2021-EM, se considerará en el Peaje Recalculado.

---

## 2.3. Factores de Pérdidas Medias

Se procedió a determinar los Factores de Pérdidas Medias conforme a los criterios establecidos en la NORMA TARIFAS, que se resumen a continuación:

### 2.3.1. Criterios

- De acuerdo con lo establecido en el artículo 19 de la NORMA TARIFAS, los Factores de Pérdidas Medias (en adelante "FPMd") se emplean exclusivamente para la expansión de los Precios en Barra desde las Barras de Referencia de Generación hasta las correspondientes barras de MAT, AT y MT de los SST y/o SCT.

Los FPMd son dos:

- Factores de Pérdidas Medias de Potencia (FPMdP) y
- Factores de Pérdidas Medias de Energía (FPMdE)

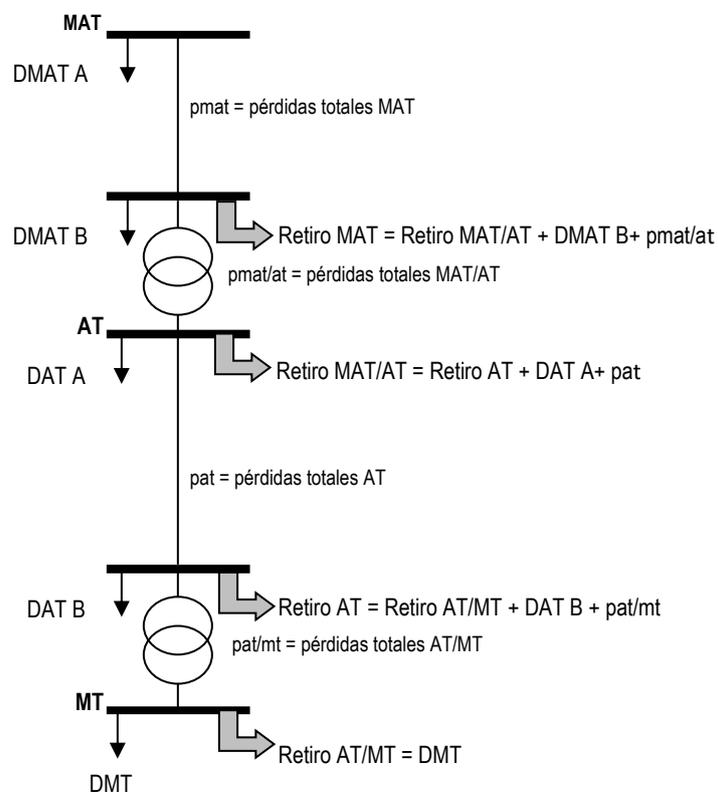
Los cuales se calculan para los sistemas de transmisión asignados a la demanda y se expresan acumulados a MAT, MAT/AT, AT y AT/MT.

- Para el periodo de vigencia de los Peajes, se determinó un único valor de los FPMd, para cada parte del sistema eléctrico equivalente de cada Área de Demanda.

- Las partes del sistema eléctrico equivalente que se tomaron en cuenta para el cálculo de los FPMd son:
  - Redes MAT
  - Instalaciones de Transformación MAT/AT
  - Redes AT
  - Instalaciones de Transformación AT/MT

En el siguiente gráfico se muestra un esquema ilustrativo de las partes de un sistema eléctrico equivalente, el mismo que se toma en cuenta para el cálculo de los FPMd.

**Gráfico N° 2-1**  
**Esquema ilustrativo de las partes de un Sistema Eléctrico**



Donde:

- Se emplea la siguiente nomenclatura con respecto:
  - A la Demanda:
    - DMT = Demanda acumulada en MT.
    - DAT A = Sumatoria de las demandas conectadas en las barras AT de las SET's MAT/AT o MAT/AT/MT y que no pueden alimentarse total o parcialmente a través de las líneas AT en caso de salida de servicio de la transformación de la SET correspondiente.
    - DAT B = Sumatoria de las demandas conectadas en AT no incluidas en DAT A.

- DMAT A = Sumatoria de las demandas conectadas en las Barras de Referencia de Generación en MAT.
- DMAT B = Sumatoria de las demandas conectadas en MAT no incluidas en DMAT A.
- o A las Pérdidas:
    - pat/mt : Pérdidas totales en transformación AT/MT.
    - pat : Pérdidas totales en redes AT.
    - pmat/at : Pérdidas totales en transformación MAT/AT.
    - pmat : Pérdidas totales en redes MAT.
  
  - o A los Retiros:
    - Retiro AT/MT : DMT
    - Retiro AT : Retiro AT/MT + DAT B + pat/mt
    - Retiro MAT/AT : Retiro AT+ DAT A + pat
    - Retiro MAT : Retiro MAT/AT+ DMAT B + pmat/at

Adicionalmente se consideran los siguientes criterios:

- Solo para los casos en donde existan inyecciones de potencia y energía provenientes de plantas de generación aguas abajo, cuyo régimen de producción se mantiene durante el año, estas inyecciones se descuentan de los correspondientes retiros en el sistema eléctrico equivalente para la determinación de los FPMd.
- Debido a que el proceso de presentación de la información en cada Área de Demanda es por sistema eléctrico, los FPMd se ponderan en función a la demanda de los diferentes sistemas eléctricos que la conforman, determinándose así los FPMd promedio aplicables a toda el Área de Demanda.
- Para el cálculo de los FPMd correspondientes a la transformación del sistema eléctrico equivalente, se suman las pérdidas de los transformadores según la siguiente agrupación.
  - o MAT/AT: Incluye transformadores de SET's con relación de transformación MAT/MAT, MAT/AT o MAT/AT/MT.
  - o AT/MT: Incluye transformadores de SET's con relación de transformación AT/MT o MAT/MT.
- En este cálculo no se incluyeron los Elementos de los SST y SCT que se encuentran directamente conectados a dos Barras para las cuales Osinermin haya fijado Precios en Barra. Asimismo, se excluyen de este cálculo las instalaciones tipo SSTG y SCTG.

### 2.3.2. Procedimiento de Cálculo de los FPMdP

Para el cálculo de los FPMdP de cada sistema eléctrico se siguió el proceso que se describe a continuación:

- A partir de los flujos de potencia, para las condiciones de demanda coincidente con la máxima demanda anual del SEIN, se calcularon las pérdidas totales de potencia para cada nivel de tensión y el porcentaje de pérdidas respecto a la potencia total retirada.
- Se determinaron los FPMdP para cada año, con base en los resultados de los flujos de potencia del punto anterior y aplicando la siguiente ecuación:

$$FPMdP = [1 + p / P]$$

Donde:

p = Pérdidas medias totales para la carga total P.

P = Potencia total que se retira de cada parte del sistema eléctrico

### 2.3.3. Procedimiento de Cálculo de los FPMdE

Para el cálculo de los FPMdE de cada sistema eléctrico se siguió el proceso que se describe a continuación:

- A partir de los flujos de potencia, para las condiciones de máxima demanda anual de cada sistema eléctrico, se calcularon las pérdidas totales de potencia para cada nivel de tensión y el porcentaje de pérdidas respecto a la potencia total retirada.
- Se determinaron los FPMdE para cada año, con base en los resultados de los flujos de potencia del punto anterior y empleando la siguiente ecuación.

$$FPMdE = [1 + pe(p.u.)]$$

Donde:

pe(p.u.) = p(p.u.) x (fperd/fcarga)

pe(p.u.) = Pérdidas de energía en valores por unidad.

p(p.u.) = Pérdidas de potencia en valores por unidad.

fperd = Factor de pérdidas del sistema eléctrico.

fperd =  $0,3 \times fcarga + 0,7 \times (fcarga)^2$

fcarga = Factor de carga del sistema eléctrico.

El factor de carga anual, para cualquier año "i", se calcula con la siguiente ecuación:

$$FCi = \frac{Ei}{P_{\max i} \times T}$$

Donde:

FCi = Factor de Carga del año i

T	=	Número de horas del año.
Pmaxi	=	Potencia máxima del año "i".
Ei	=	Energía del año "i".

Los valores de Pmaxi y Ei se obtienen a partir de las proyecciones anuales de la demanda eléctrica, validadas en el proceso de Aprobación del Plan de Inversiones 2025-2029.

#### 2.3.4. Factores de Pérdidas Medias Resultantes

Tomando en cuenta los criterios antes referidos, los mismos que se describen a detalle en la NORMA TARIFAS, se ha procedido a determinar los factores de pérdidas medias de cada parte del sistema eléctrico equivalente, cuyos resultados se muestran a continuación:

**Cuadro N° 2-2**  
**PROPUESTA Osinerghmin**  
**Factores de Pérdidas Medias de Potencia (FPMdP) y**  
**de Energía (FPMdE)**  
**(Individuales)**

ÁREA	FPMdP				FPMdE			
	MAT	MAT/AT	AT	AT/MT	MAT	MAT/AT	AT	AT/MT
1	1,0023	1,0034	1,0185	1,0033	1,0016	1,0040	1,0133	1,0035
2	1,0020	1,0028	1,0103	1,0042	1,0008	1,0034	1,0099	1,0042
3	1,0030	1,0026	1,0088	1,0037	1,0031	1,0026	1,0074	1,0043
4	1,0153	1,0046	1,0075	1,0037	1,0110	1,0046	1,0065	1,0050
5	1,0005	1,0046	1,0224	1,0051	1,0004	1,0049	1,0239	1,0059
6	1,0019	1,0039	1,0063	1,0052	1,0016	1,0040	1,0053	1,0057
7	1,0004	1,0068	1,0039	1,0055	1,0004	1,0071	1,0043	1,0055
8	1,0001	1,0029	1,0170	1,0047	1,0001	1,0030	1,0162	1,0048
9	1,0030	1,0024	1,0088	1,0026	1,0024	1,0025	1,0057	1,0030
10	1,0053	1,0026	1,0086	1,0036	1,0048	1,0029	1,0068	1,0044
11	1,0001	1,0027	1,0067	1,0041	1,0001	1,0036	1,0063	1,0049
12	1,0044	1,0000	1,0000	1,0036	1,0032	1,0000	1,0000	1,0042
13	1,0000	1,0000	1,0085	1,0061	1,0000	1,0000	1,0112	1,0056
14	1,0001	1,0000	1,0033	1,0039	1,0001	1,0000	1,0030	1,0041

Fuente: Formato "F-510" de los archivos "F-500", para cada Área de Demanda.

## 2.4. Peajes y Fórmulas de Actualización

Conforme al análisis de las respuestas dadas por los TITULARES a las observaciones formuladas a sus PROPUESTAS INICIALES, no se han tomado en cuenta algunos criterios establecidos para la actualización del CMA del SST, del CMA del SCT y, en la determinación del Peaje y Fórmulas de Actualización.

En consecuencia, Osinerghmin procedió a determinar el valor definitivo del CMA, Peajes y Fórmulas de Actualización para las instalaciones de SST y SCT de cada Área de Demanda, con base en los resultados de la valorización definitiva de la Inversión y COyM, realizada en los respectivos procesos de Liquidación Anual de los Ingresos por

el Servicio de Transmisión Eléctrica de SST y/o SCT, y aplicando lo dispuesto en el marco regulatorio vigente.

Cabe indicar que, para el cálculo del valor definitivo del CMA, Peajes y Fórmulas de Actualización para las instalaciones de SST y SCT de cada Área de Demanda, Osinergrmin ha tomado en cuenta el análisis de las opiniones y sugerencias al PROYECTO, las mismas que se desarrollan en el Anexo O del presente Informe.

#### 2.4.1. CMA de SSTD

Conforme a lo establecido en la normativa vigente, el CMA es fijado por única vez y deberá ser actualizado en cada fijación tarifaria; en ese sentido, en el presente proceso regulatorio 2025-2029, solo corresponde actualizar el CMA de los SST (fijado en la Resolución N° 184-2009-OS/CD, la cual fue modificada y complementada con la Resolución N° 279-2009-OS/CD), según la fórmula de actualización establecida en el numeral 28.3 de la NORMA TARIFAS:

$$FA = \left( a \frac{T_c}{T_{c_o}} + b \frac{IPM}{IPM_o} + c \frac{P_c}{P_{c_o}} + d \frac{P_{Al}}{P_{Al_o}} \right)$$

Donde:

- a : Porcentaje de participación del costo de procedencia extranjera (sin incluir el componente Cobre y Aluminio).
- b : Porcentaje de participación del costo de procedencia nacional (sin incluir el componente Cobre y Aluminio).
- c : Porcentaje de participación de costos del Cobre.
- d : Porcentaje de participación de costos del Aluminio.

Siendo los valores iniciales de los índices de actualización, según se indica en la Resolución N° 184-2009-OS/CD, son las que se muestran en el siguiente cuadro:

**Cuadro N° 2-3**  
**Índices Iniciales de Actualización del CMA SSTD**

<b>T<sub>Co</sub></b> <b>(S//USD)</b>	<b>IPM<sub>o</sub></b>	<b>P<sub>Co</sub></b>	<b>P<sub>Al<sub>o</sub></sub></b>
3,161	191,563	265,984	2240,720

Los valores de los coeficientes a, b, c y d, son los que se consignaron en el Cuadro 2.2 del Anexo 2 de la misma Resolución N° 184-2009-OS/CD, los cuales fueron modificados con la Resolución N° 279-2009-OS/CD.

Para determinar el CMA del SSTD, de los TITULARES, utilizado en el proceso regulatorio 2025-2029, se dedujo el valor del CMA de los Elementos pertenecientes al SSTD dados de Baja desde el 24 de julio 2006, actualizados con la misma fórmula de actualización fijada para el CMA inicial del SST.

Se han considerado todos los Elementos dados de Baja reportados por los TITULARES en cumplimiento de la Norma Altas y Bajas y validados con la información presentada por la División de Supervisión de Electricidad de Osinergrmin, que para

este fin utiliza el "Procedimiento para la Supervisión del Cumplimiento del Plan de Inversiones de los SST y SCT", aprobado mediante Resolución N° 198-2013-OS/CD.

Cabe indicar que las subsiguientes actualizaciones de los SST, que por Ley debe realizarse en cada fijación tarifaria, se efectuarán con la misma fórmula de actualización.

Los resultados de la actualización del CMA de los SSTD, debidamente consolidados, por Área de Demanda y por TITULAR, así como las fórmulas de actualización correspondientes, se muestran en los siguientes cuadros:

**Cuadro N° 2-4**  
**PROPUESTA Osinergrmin**  
**Actualización del CMA del SSTD**

<b>AREA</b>	<b>TITULARES</b>	<b>CMA (s/.) Actualizado (*)</b>
1	ADINELSA	1 700 011
	ELECTRONOROESTE	11 879 700
	ELECTROPERÚ	206 812
	REP	1 528 211
2	ADINELSA	1 356 253
	REP	243 369
	PEOT	3 125 072
	ELECTRONORTE	3 103 306
	ELECTRO ORIENTE	1 462 906
3	REP	392 015
	CHAVIMOCHIC	230 732
	ETENORTE	-
	HIDRANDINA	20 915 701
	CONELSUR	830 626
	ISA PERÚ	1 588 048
	CTA	877 360
4	ELECTRO ORIENTE	6 879 824
5	ADINELSA	1 960 668
	ELECTROPERÚ	302 681
	REP	427 510
	CONELSUR	466 832
	UNACEM	379 970
	STATKRAFT	21 930 412
	ELECTROCENTRO	13 292 819
	TRANSMISORA SUR ANDINO	-
	SHAQSHA	2 623 727
6	ADINELSA	125 529
	REP	115 597
	HIDRANDINA	302 301
	STATKRAFT	750 039
	PLUZ ENERGÍA	69 056 444

AREA	TITULARES	CMA (S/.) Actualizado (*)
7	LUZ DEL SUR	92 825 081
8	ADINELSA	50 540
	COELVISAC	562 762
	ELECTRO DUNAS	13 175 260
	SEAL	135 392
	REP_ADICRAG	11 494 759
9	REP	434 340
	CONELSUR	1 284 485
	SEAL	10 789 244
	EGASA	1 677 539
	ELECTROSUR	112 709
10	REP	866 460
	ELECTRO SUR ESTE	2 490 404
	EGEMSA	1 894 162
11	REP	478 534
	ELECTROPUNO	1 487 959
12	ELECTROSUR	693 243
	ENGIE	10 516 641
13	ELECTROSUR	2 129 288
	EGESUR	27 691
14	ELECTRO UCAYALI	1 774 736

(\*) Considera Bajas a partir del 24 de julio de 2006.

#### 2.4.2. CMA de SCTD

Conforme a lo dispuesto en el numeral II) literal d) del artículo 139 del Reglamento de la LCE, el CMA de los SCT se estableció de forma definitiva en cada proceso de Liquidación Anual de los Ingresos por el Servicio de Transmisión Eléctrica de SST y/o SCT, con base en los Costos Estándares de mercado vigentes a la fecha de su entrada en operación comercial. En el presente proceso regulatorio, solo corresponde la actualización del CMA de cada instalación del SCT que se ha dado de Alta posteriormente al 24 de julio de 2006 en que se emitió la Ley N° 28832.

Asimismo, conforme se indica en el numeral 24.10 de la NORMA TARIFAS, en cada fijación tarifaria, se incluye el CMA debidamente actualizado de las instalaciones que estando aprobadas en el anterior Plan de Inversiones y/o Contratos de Concesión de SCT, se hayan puesto en servicio y no fueron incluidas en el proceso de Liquidación Anual de Ingresos anterior a la fijación tarifaria.

Así, el CMA de las instalaciones de transmisión que forman parte de los SCT existentes desde el 24 de julio de 2006, se ha venido determinando en los correspondientes procesos de Liquidación Anual de los Ingresos por el Servicio de Transmisión Eléctrica de SST y/o SCT, según el procedimiento aprobado mediante la Resolución N° 022-2008-OS/CD, modificado por Resolución N° 269-2010-OS/CD, sustituido por Resolución N° 261-2012-OS/CD y sustituido por Resolución N° 056-2020-OS/CD. Adicional a ello, existen Elementos que han entrado en servicio desde la última

Liquidación Anual de los Ingresos por el Servicio de Transmisión Eléctrica de SST y/o SCT, que cuentan con su respectiva Acta de Puesta en Servicio, los mismos que también forman parte del cálculo del CMA del SCTD y cuyo detalle y/o tratamiento se desarrolla en el numeral 2.4.2.1 del presente informe. En ese sentido, si bien el análisis de los Elementos que han entrado en servicio desde la última Liquidación Anual de los Ingresos por el Servicio de Transmisión Eléctrica de SST y/o SCT se desarrolla en ocasión de dicho proceso regulatorio, en esta oportunidad y de forma excepcional, dicho análisis se desarrolla como parte del actual proceso regulatorio de fijación de peajes y compensaciones de los SST y SCT, para el periodo mayo 2025 - abril 2029, teniendo en cuenta la naturaleza de dicho proceso.

En ese orden, sin variar el valor de los CMA fijados en cada proceso de Liquidación Anual de los Ingresos por el Servicio de Transmisión Eléctrica de SST y/o SCT realizados, corresponde estructurar las fórmulas de actualización de los CMA de las instalaciones del SCT existentes, bajo los siguientes criterios:

- Se actualiza al 31 de marzo de 2025, el CMA de cada instalación dada de Alta desde el 24 de julio de 2006, considerando en la fórmula de actualización: como índices iniciales ( $Tc_0$ ,  $IPM_0$ ,  $Pc_0$ ,  $Pal_0$ ) los que corresponden al 31 de diciembre del año anterior al de la aprobación de la Base de Datos de Módulos Estándares de Inversión en Transmisión, vigente en la fecha de la puesta en servicio del Elemento y como coeficientes ( $a$ ,  $b$ ,  $c$  y  $d$ ) los que reflejen la propia estructura de costos del mismo.
- Las subsiguientes actualizaciones, a realizarse en cada fijación tarifaria, se efectuarán con la misma fórmula de actualización de cada Elemento.

En el Anexo A del presente informe, se indica el archivo donde se presenta la relación de Elementos que forman parte de los SCT, el CMA asociado a cada Elemento y los coeficientes de las fórmulas de actualización de dichos CMA, establecidas bajo los criterios señalados.

Finalmente, para los casos de los Contratos de Concesión SCT, se ha determinado, en el presente procedimiento de fijación tarifaria, la liquidación anual que se incluye en el respectivo CMA, de acuerdo al numeral II) del literal b) del artículo 139 del Reglamento de la LCE. Asimismo, para el cálculo del peaje unitario, se replica el CMA resultante del primer año (que incluye la liquidación anual) en cada año del periodo tarifario, con el fin de que la recaudación respectiva cada año sea más acorde a lo que debe percibir el TITULAR como remuneración.

### **2.4.2.1. Diferencias en el CMA de Altas y Bajas**

#### **2.4.2.1.1 Retiro definitivo de operación programado y no programado**

De acuerdo a lo dispuesto por el Procedimiento de Liquidación Anual de los Ingresos por el Servicio de Transmisión Eléctrica del SST y SCT, aprobado mediante la Resolución N° 056-2020-OS/CD, se considera como diferencia en el CMA para la liquidación el retiro definitivo de operación de las instalaciones existentes, según lo previsto en el Plan de Inversiones, y sus eventuales modificaciones, así como de aquellas instalaciones que formen parte del retiro no programado.

Para la publicación del presente proyecto de resolución que fija los peajes y compensaciones de los SST y SCT, para el periodo mayo 2025 - abril 2029, se considera como Baja únicamente a las instalaciones que cuentan con su respectiva Acta de Retiro Definitivo de Operación (ARDO).

Con base en la información remitida por las empresas, así como en la información proporcionada por la División de Supervisión Eléctrica de Osinergrmin, los cuales se muestran en el siguiente cuadro:

**Cuadro N° 2-5**  
**Instalaciones con Acta de Retiro Definitivo de Operación**

Área	Titular	Elemento	Instalación dada de Baja (Fecha consignada en el Acta)			
			Año	Mes	Día	Acta
5	TRANSMISORA SUR ANDINO	L-6644 INGENIO -- CAUDALOSA	2024	1	27	ARDO N° 001-2024 TSA
5	TRANSMISORA SUR ANDINO	Celda Línea a SE CAUDALOSA (L-6644)	2024	1	27	ARDO N° 001-2024 TSA
6	PLUZ ENERGÍA PERÚ	Transformador de Reserva, SET CHAVARRÍA	2024	11	8	AVB N° 001-2025-PLUZ
6	PLUZ ENERGÍA PERÚ	Celdas Transformador en SET PANDO	2024	6	13	AVB N° 002-2024-PLUZ
6	PLUZ ENERGÍA PERÚ	Celdas Transformador en SET PANDO	2024	10	10	AVB N° 003-2024-PLUZ
7	LUZ DEL SUR	Línea 60 kV Santa Rosa Antigua - Huachipa (L-657)(*)	2024	2	16	AVB N° 004-2024-LDS
7	LUZ DEL SUR	Celdas Alimentador en SET LURIN	2024	11	25	AVB N° 005-2024-LDS
7	LUZ DEL SUR	Celdas Alimentador en SET LURIN	2024	11	26	AVB N° 005-2024-LDS
7	LUZ DEL SUR	Celdas Alimentador en SET LURIN	2024	11	26	AVB N° 005-2024-LDS
7	LUZ DEL SUR	Celdas Alimentador en SET LURIN	2024	11	26	AVB N° 005-2024-LDS
7	LUZ DEL SUR	Celdas Alimentador en SET LURIN	2024	11	26	AVB N° 005-2024-LDS
7	LUZ DEL SUR	Celdas Alimentador en SET LURIN	2024	7	27	AVB N° 005-2024-LDS
7	LUZ DEL SUR	Celdas Medición en SET LURIN	2024	11	28	AVB N° 005-2024-LDS
7	LUZ DEL SUR	Celdas Transformador en SET LURIN	2024	11	26	AVB N° 005-2024-LDS
7	LUZ DEL SUR	Celdas Alimentador en SET SAN VICENTE	2024	12	11	AVB N° 006-2024-LDS
7	LUZ DEL SUR	Celdas Alimentador en SET SAN VICENTE	2024	12	11	AVB N° 006-2024-LDS
7	LUZ DEL SUR	Celdas Alimentador en SET SAN VICENTE	2024	12	18	AVB N° 006-2024-LDS
7	LUZ DEL SUR	Celdas Alimentador en SET SAN VICENTE	2024	12	17	AVB N° 006-2024-LDS
7	LUZ DEL SUR	Celdas Alimentador en SET SAN VICENTE	2024	12	18	AVB N° 006-2024-LDS
7	LUZ DEL SUR	Celdas Alimentador en SET SAN VICENTE	2024	12	10	AVB N° 006-2024-LDS
7	LUZ DEL SUR	Celdas Transformador en SET SAN VICENTE	2024	12	18	AVB N° 006-2024-LDS
7	LUZ DEL SUR	Celda de Medición en SET SAN VICENTE(**)	2024	12	10	AVB N° 006-2024-LDS
7	LUZ DEL SUR	Celdas Alimentador en SET SAN BARTOLO	2024	12	23	AVB N° 007-2024-LDS
7	LUZ DEL SUR	Celdas Alimentador en SET SAN BARTOLO	2024	12	19	AVB N° 007-2024-LDS
7	LUZ DEL SUR	Celdas Alimentador en SET SAN BARTOLO	2024	12	23	AVB N° 007-2024-LDS
7	LUZ DEL SUR	Celdas Alimentador en SET SAN BARTOLO	2024	12	5	AVB N° 007-2024-LDS
7	LUZ DEL SUR	Celdas Medición en SET SAN BARTOLO	2024	12	23	AVB N° 007-2024-LDS
7	LUZ DEL SUR	Celdas Transformador en SET SAN BARTOLO	2024	12	19	AVB N° 007-2024-LDS
8	ELECTRODUNAS	Celdas Alimentador en SET TACAMA	2024	8	18	AVB N° 001-2024-ELDU

Área	Titular	Elemento	Instalación dada de Baja (Fecha consignada en el Acta)			
			Año	Mes	Día	Acta
8	ELECTRODUNAS	Celdas Alimentador en SET TACAMA	2024	8	18	AVB N° 001-2024-ELDU
8	ELECTRODUNAS	Celdas Alimentador en SET TACAMA	2024	8	18	AVB N° 001-2024-ELDU
8	ELECTRODUNAS	Celdas Alimentador en SET TACAMA	2024	8	18	AVB N° 001-2024-ELDU
8	ELECTRODUNAS	Celdas Medición en SET TACAMA	2024	8	18	AVB N° 001-2024-ELDU
8	ELECTRODUNAS	Celdas Transformador en SET TACAMA	2024	8	18	AVB N° 001-2024-ELDU
3	HIDRANDINA	LT 138 kV Porvenir – Trujillo Sur	2024	6	3	AVB N° 001-2025-HDN
4	ELECTRO ORIENTE	LT 33 kV Pongo – Yurimaguas (**)	2024	8	29	ARDO N° 001-2025-ELOR
6	PLUZ ENERGÍA PERÚ	Celda de Acoplamiento en SET Pershing	2024	11	7	AVB N° 002-2025-PLUZ
6	PLUZ ENERGÍA PERÚ	Celda de Línea en SET Pershing	2024	8	21	AVB N° 003-2025-PLUZ
12	ELECTROSUR	Transformador de Potencia 138/10 kV en SET Ilo (***)	2023	8	3	AVB N° 001-2025-ELS
12	ELECTROSUR	Transformador de Potencia 138/10 kV en SET Ilo	2024	12	11	AVB N° 001-2025-ELS

(\*) Se ha dado de Baja solo un tramo de la instalación.

(\*\*) Agregado a la lista de instalaciones SST, ver numeral 2.5.1 del presente informe.

(\*\*\*) De la evaluación realizada se procede a efectuar la Baja desde la fecha consignada en su AVB, y consecuentemente corresponde descontar el monto remunerado desde aquella fecha.

### **Línea 60 kV Santa Rosa Antigua - Huachipa (L-657)**

En la modificatoria del PI 2025-2029 se aprobó la Baja de la L-657, debido a que tenía problemas de seguridad en un tramo (E7-E11) y debido a que no aportaba al sistema eléctrico, sumada su antigüedad.

Sin embargo, en el PI 2025-2029, LDS planteó una reconfiguración de diversas líneas (entre ellas la L-657) para brindar confiabilidad a la SET Santa Anita, lo cual fue validado y aprobado. Por tanto, se dejó sin efecto la Baja de la L-657 con excepción del tramo con problemas de seguridad (E7-E11) el cual se reemplazaba por un tramo subterráneo. Es decir, se mantuvo la Baja del tramo E7-E11 de la L-657.

Según el AVB 004-2024-LDS, el tramo a dar de Baja corresponde desde la estructura 8Qt hasta la 10Qt (0,781 km), tramo que compartía estructuras con la L-658, ya retirada según el AVB N° 003-2024-LDS.

### **Celda de Línea 60 kV, SET Ingenio**

Según el ARDO N° 001-2024-TSA, la Baja de esta instalación eléctrica (celda de línea 60 kV) no ha sido aprobada en el Plan de Inversiones 2017-2021 (PI 2017-2021) y continúa en operación atendiendo cargas mineras. Sin embargo, al haber quedado en desuso por parte de la demanda regulada, corresponde dar de oficio su Baja remunerativa, conforme se señala en el referido ARDO.

## **2.4.2.1.2 Criterios de Valorización de Elementos dados de Alta**

### **Informes de sustento de cambios de características**

Según lo indicado en el literal a) del numeral 5.2 del Procedimiento de Liquidación Anual de los Ingresos por el Servicio de Transmisión Eléctrica del SST y SCT se establece que: "Cuando existan diferencias entre las características de las

*instalaciones aprobadas en el Plan de Inversiones y las instalaciones realmente puestas en servicio que impliquen un mayor costo, éstas deberán ser sustentadas por los Titulares y aprobadas por OSINERGHMIN.”*

En caso las empresas concesionarias no presenten los respectivos informes de sustento, las valorizaciones de los Elementos correspondientes se considerarán en una configuración según lo aprobado en el Plan de Inversiones correspondiente.

#### **2.4.2.1.3 Valorización de transformadores de reserva**

En este proceso regulatorio, se tiene presente que la valorización de los Transformadores de reserva, debe de corresponder únicamente al costo del equipo principal más los costos promedio de transporte, sin incluir lo relacionado a obras civiles, montaje electromecánico, entre otros, que son inherentes a los Elementos en operación. Cabe señalar que las partidas consideradas para la valorización de transformadores de reserva están indicadas en el numeral 6.2.1 del Informe Técnico N° 262-2022-GRT “Reestructuración de la Base de Datos de Módulos Estándares”.

Para el presente proceso regulatorio solo se ha presentado un caso de transformador de reserva 60/20/10 kV – 40 MVA en la SET Chavarría.

#### **2.4.2.1.4 Diferencias en las características de las instalaciones aprobadas en el Plan de Inversiones**

De acuerdo con lo dispuesto en el Procedimiento de Liquidación Anual de los Ingresos por el Servicio de Transmisión Eléctrica del SST y SCT, se señala que cuando las diferencias entre las características de las instalaciones aprobadas en el Plan de Inversiones y las de las instalaciones realmente puestas en servicio impliquen un mayor costo, deberán ser sustentadas por los TITULARES y aprobadas por Osinerghmin.

En el cuadro del Anexo J se describen los Elementos que han presentado diferencias en las características de las instalaciones aprobadas y las instaladas que cuentan con Acta de Puesta en Servicio.

Según lo indicado en el literal a) del numeral 5.5 del Procedimiento de Liquidación Anual de los Ingresos por el Servicio de Transmisión Eléctrica del SST y SCT se establece que: *“Cuando existan diferencias entre las características de las instalaciones aprobadas en el Plan de Inversiones y las instalaciones realmente puestas en servicio que impliquen un mayor costo, éstas deberán ser sustentadas por los Titulares y aprobadas por OSINERGHMIN.”*

En caso las empresas concesionarias no presenten los respectivos informes de sustento, las valorizaciones de los Elementos correspondientes se consideran en una configuración según lo aprobado en el Plan de Inversiones correspondiente.

#### **Instalación de Túnel Liner en LT 60 kV Limatambo – San Isidro (LUZ DEL SUR)**

Como parte del Procedimiento de Liquidación Anual de los Ingresos por el Servicio de Transmisión Eléctrica del SST y SCT, LUZ DEL SUR ha presentado el Informe Sustentatorio sobre el cambio de características en la construcción de la Línea de Transmisión de 60 kV Limatambo – San Isidro. En dicho informe, LUZ DEL SUR justifica la necesidad de construir un Túnel Liner debido a la negativa de la Municipalidad

Metropolitana de Lima para ejecutar el proyecto mediante zanja abierta. Esta situación también ha sido verificada por la División de Supervisión de Electricidad de Osinerghmin (DSE) a través del Informe de Supervisión N° SUP2300225-2024-11-23. En consecuencia, corresponde considerar la instalación del Túnel Liner en la evaluación del proyecto.

Al respecto, según lo indicado en el numeral 2.4.2 del Informe Técnico N° 420-2022-GRT, se indica que para el tramo de línea que se está considerando túnel Liner solo se consideran algunas partidas del módulo subterráneo de línea de transmisión, dado que, se está evitando hacer excavaciones en zanja abierta. Por lo tanto, esta línea de transmisión se valoriza en dos tramos:

- Tramo I: Tramo donde no se incluye túnel Liner, se considera el módulo estándar de línea subterránea.
- Tramo II: Tramo donde se incluye túnel Liner, se considera el módulo estándar de línea subterránea sin obras civiles, pero se adiciona el costo de túnel Liner.

### **COYM de la LT 60 kV Bella Unión – Chala (SEAL)**

Según lo indicado en el APES N° 002-2024-SEAL, para la ejecución del proyecto, la Dirección General de Electrificación Rural (DGER) transfirió a SEAL un monto de S/ 11 572 885,10. Por otro lado, el costo de inversión determinado mediante módulos estándar asciende a USD 2 571 476, que convertido a soles utilizando el tipo de cambio vigente en diciembre de 2023 (fecha de los indicadores iniciales considerados para la fijación), equivale a S/ 9 574 891,67.

Dado que el costo de inversión calculado con módulos estándar es menor al monto transferido por la DGER, corresponde establecer un costo de inversión de S/ 0,00. En consecuencia, solo deberá considerarse el reconocimiento del costo de operación y mantenimiento.

### **Celda de Transformador en SET Pampa Pañala (Coelvisac)**

Según lo señalado en el APES N° 001-2024-COELVISAC, Consorcio Eléctrico de Villacurí S.A.C. (COELVISAC o CVC ENERGÍA) ha llevado a cabo una instalación parcial de la celda, ya que solo ha implementado el seccionador de línea, el interruptor y algunos equipos complementarios. El resto de los Elementos pertenecen a Electronorte, provenientes de su anterior celda de línea-transformador (actualmente remunerada por la demanda).

Debido a que incluso los equipos complementarios tienen dos titularidades distintas, se ha adoptado como criterio la asignación de inversiones en función del peso relativo de los costos de los equipos principales, siguiendo la propuesta de COELVISAC. Como resultado, a COELVISAC le corresponde un pago del 44,33% por la celda. Para efectos de valorización, se considera el costo del módulo estándar de la celda y se multiplica por dicho factor.

Cabe señalar que, según el acta, a pesar de la particularidad de la instalación, la celda cumple con la función para la que fue prevista.

### **Reconocimientos de costos adicionales en instalaciones (Electro Dunas)**

Como parte del Procedimiento de Liquidación Anual de los Ingresos por el Servicio de Transmisión Eléctrica del SST y SCT, Electro Dunas ha enviado la carta GT-211-2025/PR, donde señala que ha incurrido en gastos adicionales en los proyectos de la SET Tacama, SET Luren y LT 60 kV Chiribamba – Caudalosa; sin embargo, no ha enviado información que sustente estos gastos adicionales (salvo un archivo Excel donde no se detalla los gastos adicionales incurridos).

Cabe señalar que en el numeral 5.5. de la resolución 056-2020-OS/CD, se indica que: *“Cuando existan diferencias entre las características de las instalaciones aprobadas en el Plan de Inversiones y las instalaciones realmente puestas en servicio que impliquen un mayor costo, éstas deberán ser sustentadas por los Titulares y aprobadas por Osinerghmin”*. Por otro lado, es necesario tomar en cuenta lo señalado en el numeral 16.1.1. de la NORMA TARIFAS, que indica lo siguiente: *“Para el caso de SET’s nuevas, los costos de las obras comunes y servicios auxiliares se prorratan entre los nuevos Elementos que ingresan en el mismo año, en proporción a sus costos de inversión. Para el caso de nuevos Elementos a instalarse en subestaciones existentes, no aplica este criterio.”*

#### **2.4.2.1.5 Error material en instalaciones de SET Camaná**

En la opinión enviada por SEAL, en el proceso de Liquidación de Peajes SST y SCT del año 2025, se ha identificado un error material en la asignación del módulo estándar del transformador en la SET Camaná, correspondiente a la liquidación del año 2022. Por lo tanto, corresponde cambiar el CMA, considerando un módulo de inversión en la región costa, en reemplazo de la región sierra inicialmente considerada.

En consecuencia, la corrección del módulo implica la actualización de la inversión, el COyM y el CMA.

	<b>CI (USD)</b>	<b>Coym (USD)</b>	<b>CMA (USD)</b>
<b>Inicial</b>	1 007 852	34 267	159 385
<b>Corregido</b>	982 232	33 003	154 941

Cabe destacar que, si bien en el artículo 139 se establece que el CMA se fija por única vez, al tratarse de un error material, corresponde su corrección, habida cuenta que la misma no implica una nueva fijación o una modificación a lo ya determinado.

Cabe indicar que, de acuerdo con lo indicado en el artículo 212.1 del Texto Único Ordenado de la Ley del Procedimiento Administrativo General, aprobado con Decreto Supremo N° 004-2019-JUS, los errores materiales en los actos administrativos pueden ser rectificadas en cualquier momento con efectos retroactivos, de oficio o a instancia de los administrados, siempre que no se altere lo sustancial ni el sentido de la decisión administrativa.

Por su parte, los saldos que resulten de la corrección del error material serán evaluados en el proceso de Liquidación Anual de los SST y SCT, correspondientes al año 2025, el cual se encuentra en curso de forma paralela al presente proceso regulatorio.

### 2.4.3. Ingreso Tarifario de Instalaciones MAT y MAT/MAT

De acuerdo con lo establecido en el artículo 22 de la NORMA TARIFAS, el Ingreso Tarifario (IT) se calculó solamente para instalaciones de MAT o MAT/MAT de los SST o SCT asignados parcial o totalmente a la demanda, que se encuentren directamente conectados entre dos barras para las cuales se han fijado Precios en Barra.

Para la determinación de los IT, se aplican los mismos procedimientos establecidos para el Sistema Principal de Transmisión, conforme se indica en la NORMA TARIFAS.

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

$$IT_{Potencia} = Precio\ 2 \times Flujo\ 2 - Precio\ 1 \times Flujo\ 1$$

Donde:

Precio 1 y Precio 2 : 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 para el cálculo de los IT por energía, es la siguiente:

$$IT_{Energía} = Precio\ 2 \times Flujo\ 2 - Precio\ 1 \times Flujo\ 1$$

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 2.0<sup>10</sup>.

Finalmente se calcula el valor de los Ingresos Tarifarios actualizados por cada Elemento, para cada año considerado en el cálculo de los Peajes y empleando la Tasa de Actualización anual establecida en el artículo 79 de la LCE.

Los Ingresos Tarifarios calculados por año, correspondientes a los Elementos MAT o MAT/MAT ubicados en cada una de las Áreas de Demanda, directamente conectados entre dos barras para las cuales se han fijado Precios en Barra, son los que se resumen en el Anexo D del presente informe.

---

<sup>10</sup> Las simulaciones con el Modelo Perseo se realizaron considerando un periodo de 6 años contados desde enero del año anterior al del mes de inicio del periodo de 48 meses donde entra en vigencia las tarifas de los SST y SCT.

#### 2.4.4. Cálculo de Peajes

Conforme a lo dispuesto en los numerales I), II) y IV) del literal i) del artículo 139 del Reglamento de la LCE, para cada Área de Demanda se determina el Peaje por nivel de tensión, como el cociente del valor presente del flujo de las diferencias entre los valores anuales del CMA y del IT, entre el valor presente de las demandas mensuales para un horizonte de 4 años, conforme a la siguiente expresión:

$$PU = \frac{\sum_{año=1}^4 \frac{CMA_{año} - IT_{año}}{(1 + \alpha)^{año}}}{\sum_{mes=1}^{mes \times año} \frac{D_{mes}}{(1 + \beta)^{mes}}}$$

Donde:

PU : Peaje expresado en ctms S//kWh.

CMA : Costo Medio Anual o parte del CMA asignado a los Usuarios, expresado al 30 de abril de cada año, en miles S/.

El CMA de la expresión corresponde a la suma del CMA de las instalaciones del SSTD y del SCTD

IT : Ingreso Tarifario, expresado en miles S/.

$\alpha$  : Tasa de Actualización anual, según el Art. 79° de la LCE o el que la sustituya.

$\beta$  : Tasa de actualización mensual calculada con la tasa de actualización anual, obtenida mediante la siguiente expresión:

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

año : Horizonte para cálculo de peaje, equivalente a 4 años.

Dmes : Demanda mensual, expresada a fin de mes en GWh.

año : Índice de variación del año.

mes : Índice de variación del mes.

El cálculo anterior se efectúa para cada uno de los siguientes componentes, según el nivel de tensión:

PU<sub>MAT</sub> : Peaje Unitario para Red de Muy Alta Tensión (MAT)

PU<sub>MAT/AT</sub> : Transformación Muy Alta Tensión a Alta Tensión (MAT/AT)

PU<sub>AT</sub> : Red de Alta Tensión (AT)

PU<sub>AT/MT</sub> : Transformación Alta Tensión a Media Tensión (AT/MT)

El CMA considerado en este cálculo incluye el CMA de las instalaciones del SSTD y del SCTD existentes, debidamente validado en los procesos de Liquidación Anual de los Ingresos por el Servicio de Transmisión Eléctrica de SST y/o SCT, y actualizado mediante las fórmulas correspondientes.

- **Cálculo del Peaje Unitario por Nivel de Tensión**

El peaje acumulado por cada nivel de tensión, resulta de agregar los peajes correspondientes según la secuencia de los niveles de tensión en el sentido del flujo de la energía.

$$\text{Peaje Acumulado MAT} = \text{PU}_{\text{MAT}}$$

$$\text{Peaje Acumulado AT} = \text{PU}_{\text{MAT}} + \text{PU}_{\text{MAT/AT}} + \text{PU}_{\text{AT}}$$

$$\text{Peaje Acumulado MT} = \text{PU}_{\text{MAT}} + \text{PU}_{\text{MAT/AT}} + \text{PU}_{\text{AT}} + \text{PU}_{\text{AT/MT}}$$

Los Peajes acumulados por nivel de tensión y por Área de Demanda, son los que se muestran a continuación:

**Cuadro N° 2-6**  
**PROPUESTA Osinerghmin**  
**Peajes Acumulados por nivel de tensión**  
**(Ctm. S//kWh)**

ÁREA	TITULARES	Acumulado en MAT	Acumulado en AT	Acumulado en MT
1	ADINELSA	0,0000	0,0350	0,0747
	ELECTRONOROESTE	0,0000	0,3986	1,1247
	ELECTROPERÚ	0,0000	0,0054	0,0090
	PUMATE	0,0987	0,4070	0,4130
	REP	0,0286	0,3873	0,3917
	<b>TOTAL ÁREA</b>	<b>0,1273</b>	<b>1,2333</b>	<b>2,0131</b>
2	ADINELSA	0,0000	0,0291	0,0788
	PEOT	0,0000	0,1312	0,2009
	ELECTRONORTE	0,0702	0,4807	1,0376
	REP	0,0000	0,2583	0,2658
	ELECTRO ORIENTE	0,0509	0,1087	0,1639
	COELVISAC	0,1322	0,2685	0,2843
	<b>TOTAL ÁREA</b>	<b>0,2533</b>	<b>1,2765</b>	<b>2,0313</b>
3	CHAVIMOCHIC	0,0000	0,0036	0,0068
	HIDRANDINA	0,1348	0,7603	1,3191
	REP	0,0034	0,2365	0,2385
	CTA	0,0159	0,0159	0,0159
	ISA PERÚ	0,0077	0,0323	0,0414
	CONELSUR	0,0062	0,0198	0,0198
	ELECTRONORTE	0,0000	0,0000	0,0047
	<b>TOTAL ÁREA</b>	<b>0,1680</b>	<b>1,0684</b>	<b>1,6462</b>
4	ELECTRO ORIENTE	1,0714	2,2896	2,8721

ÁREA	TITULARES	Acumulado en MAT	Acumulado en AT	Acumulado en MT
	<b>TOTAL ÁREA</b>	<b>1,0714</b>	<b>2,2896</b>	<b>2,8721</b>
5	ADINELSA	0,0087	0,0452	0,0786
	UNACEM	0,0046	0,0106	0,0106
	TRANSMISORA SUR ANDINO	0,0000	0,0000	0,0000
	CONELSUR	0,0000	0,0085	0,0335
	STATKRAFT	0,0233	0,7093	0,9551
	ELECTROCENTRO	0,0015	0,8637	1,6628
	ELECTRO DUNAS	0,0326	0,1500	0,1665
	ELECTROPERÚ	0,0063	0,0063	0,0063
	REP	0,0234	0,2265	0,2751
	TRANSMANTARO	0,0868	0,2281	0,2281
	SHAQSHA	0,0000	0,0822	0,1081
	<b>TOTAL ÁREA</b>	<b>0,1872</b>	<b>2,3304</b>	<b>3,5247</b>
6	ADINELSA	0,0000	0,0007	0,0012
	STATKRAFT	0,0039	0,0039	0,0103
	PLUZ ENERGÍA	0,3646	2,0782	2,8903
	HIDRANDINA	0,0000	0,0022	0,0027
	REP	0,0002	0,0590	0,0590
	CONELSUR	0,0134	0,0247	0,0259
	REP_ADICRAG	0,0005	0,0069	0,0069
	<b>TOTAL ÁREA</b>	<b>0,3826</b>	<b>2,1756</b>	<b>2,9963</b>
7	LUZ DEL SUR	1,2173	3,4164	4,0814
	CONELSUR	0,0000	0,0362	0,0362
	REP	0,0161	0,0264	0,0264
	TRANSMANTARO	0,0857	0,0857	0,0857
		<b>TOTAL ÁREA</b>	<b>1,3191</b>	<b>3,5647</b>
8	ADINELSA	0,0000	0,0014	0,0072
	COELVISAC	0,0000	0,0999	0,2303
	ELECTRO DUNAS	0,0000	0,3748	0,9094
	REP_ADICRAG	0,1780	0,2788	0,2788
	SEAL	0,0000	0,0234	0,0571
	TRANSMANTARO	0,1320	0,4571	0,4621
	REP	0,0341	0,4881	0,4881
	<b>TOTAL ÁREA</b>	<b>0,3441</b>	<b>1,7235</b>	<b>2,4330</b>

ÁREA	TITULARES	Acumulado en MAT	Acumulado en AT	Acumulado en MT
9	EGASA	0,0138	0,0588	0,0588
	ELECTROSUR	0,0000	0,0050	0,0113
	REP	0,0029	0,0167	0,0167
	SEAL	0,1285	0,8602	1,7657
	CONELSUR	0,0178	0,0288	0,0288
	<b>TOTAL ÁREA</b>	<b>0,1630</b>	<b>0,9695</b>	<b>1,8813</b>
10	EGEMSA	0,0000	0,0682	0,2769
	ELECTRO SUR ESTE	0,2400	1,1933	1,9856
	REP	0,0430	0,3798	0,4269
	<b>TOTAL ÁREA</b>	<b>0,2830</b>	<b>1,6413</b>	<b>2,6894</b>
11	ELECTROPUNO	0,0000	0,8175	1,1397
	REP	0,0465	0,6655	1,0669
	<b>TOTAL ÁREA</b>	<b>0,0465</b>	<b>1,4830</b>	<b>2,2066</b>
12	ELECTROSUR	0,0000	0,5258	1,5689
	ENGIE	0,3563	0,3563	0,3563
	<b>TOTAL ÁREA</b>	<b>0,3563</b>	<b>0,8821</b>	<b>1,9252</b>
13	EGESUR	0,0000	0,0060	0,0060
	ELECTROSUR	0,0000	0,8959	1,6741
	<b>TOTAL ÁREA</b>	<b>0,0000</b>	<b>0,9019</b>	<b>1,6801</b>
14	ELECTRO UCAYALI	0,0000	0,5187	1,0065
	<b>TOTAL ÁREA</b>	<b>0,0000</b>	<b>0,5187</b>	<b>1,0065</b>
15	REP	0,0936	0,0970	0,0970
	ISA	0,0106	0,0304	0,0304
	TESUR 3	0,0113	0,0129	0,0129
	REDESUR	0,0019	0,0037	0,0037
	<b>TOTAL ÁREA</b>	<b>0,1174</b>	<b>0,1440</b>	<b>0,1440</b>

Fuente: Formato "F-515" de los archivos "F-500", para cada Área de Demanda.

El peaje total indicado en el cuadro anterior debe aplicarse a la demanda de todos los clientes regulados y libres de los sistemas eléctricos comprendidos en cada Área de Demanda, debiendo el monto resultante transferirse a cada uno de los TITULARES que la conforman, en proporción a los peajes parciales fijados para cada uno de ellos por nivel de tensión.

#### 2.4.5. Fórmulas de Actualización

Con base en los criterios que se han desarrollado en las secciones anteriores y según la normativa vigente, los parámetros a, b, c y d correspondientes a las Fórmulas de

Actualización de cada Elemento dado de Alta, son los que se consignan en la hoja del archivo indicado en el Anexo A del presente informe, mientras que los correspondientes a los Peajes, son los que se resumen a continuación:

**Cuadro N° 2-7**  
**PROPUESTA Osinerghmin**  
**Fórmulas de Actualización de Peajes por Área de Demanda**

ÁREA	a	b	c	d
1	0,2772	0,6567	0,0382	0,0279
2	0,2494	0,6922	0,0327	0,0257
3	0,2305	0,7016	0,0357	0,0322
4	0,1942	0,7462	0,0145	0,0451
5	0,3023	0,6495	0,0209	0,0273
6	0,2641	0,6271	0,1001	0,0087
7	0,1981	0,6489	0,1487	0,0043
8	0,2836	0,6248	0,0285	0,0631
9	0,2480	0,6898	0,0361	0,0261
10	0,2385	0,7053	0,0227	0,0335
11	0,2173	0,7323	0,0333	0,0171
12	0,5128	0,4040	0,0509	0,0323
13	0,2495	0,7014	0,0225	0,0266
14	0,2196	0,7193	0,0376	0,0235
15	0,2866	0,6129	0,0113	0,0892

Fuente: Formato "F-522" de los archivos "F-500", para cada Área de Demanda.

## 2.5. Revisión de Alícuotas

### 2.5.1. Revisión de Alícuotas

De las Actas de Retiro de Operación (ARDO) consideradas en el presente proceso tarifario se ha verificado una relación de Elementos del SST, los cuales no se encontraban registrados en la relación de Elementos SST considerada en la regulación anterior. Por lo que, se procedió con la incorporación de estos Elementos SST, el recálculo de alícuotas y el retiro del CMA (si diera lugar) calculado para dichos Elementos SST; los casos revisados son los siguientes.

- Según el AVB N° 006-2024-LDS, se ha dado de Baja una celda de medición de 10 kV correspondiente a la SET San Vicente. Al no pertenecer a la lista de instalaciones SST corresponde su incorporación.
- Según el ARDO N° 001-2023-SEAL, se ha dado de Baja un transformador de potencia 138/23/10 kV -12/5/10 MVA correspondiente a la SET Camaná. Al no pertenecer a la lista de instalaciones SST corresponde su incorporación.
- Según el ARDO N° 001-2025-ELOR, se ha dado de Baja la LT 33 kV Pongo – Yurimaguas de 55,2 km. Al no pertenecer a la lista de instalaciones SST corresponde su incorporación.

**Cuadro N° 2-8**  
**Elementos Agregados a la lista SST**

AREA	TITULAR	ELEMENTO INCORPORADO	ACTA BAJA
7	LUZ DEL SUR	Celda de medición 10 kV, SET San Vicente	AVB N° 006-2024-LDS
9	SEAL	Transformador de potencia 138/23/10 kV, SET Camaná	ARDO N° 001-2023-SEAL
4	ELECTRO ORIENTE	LT 33 kV Pongo - Yurimaguas	ARDO N° 001-2025-ELOR

Por otro lado, de la lista de instalaciones SST, las empresas REP y PLUZ ENERGÍA han indicado que se debe corregir la lista de instalaciones SST, dado que, hay Elementos que no deberían ser incluidos, los casos revisados son los siguientes.

- REP indica que la línea L-1028 Cerro Verde – Cyprus es propiedad de la empresa Cerro Verde y presenta como sustento documentos obtenidos de la página web del COES, donde se verifica dicha propiedad. Al respecto, Cerro Verde comunicó<sup>11</sup> también que es titular de dicha línea, indicando que cuenta con el Programa de Adecuación y Manejo Ambiental – PAMA (1996) de dicha instalación. En consecuencia, se considera procedente retirar estas instalaciones SST que son remuneradas y proceder con el recálculo de las alícuotas. Los cambios a efectuarse no implican modificación alguna en el monto total del CMA del SST que debe percibir el TITULAR.
- PLUZ ENERGÍA señala que el polo de reserva de 28,33 MVA en la SET Santa Rosa Nueva fue dado de Baja durante el primer semestre de 2006, pero por error fue incluido en la lista de instalaciones SST en la fijación de 2009. En consecuencia, indica que, al confirmarse que este Elemento no debió considerarse desde un inicio como parte de las instalaciones del SST, corresponde retirarlo de la lista y proceder con el recálculo de las alícuotas. Por último, PLUZ ENERGÍA señala que producto de su recálculo de alícuotas le corresponde devolver S/ 537 469,37.

Sobre el particular, el CMA de los SST corresponde ser percibido por la empresa y Área de Demanda respectiva, correspondiendo en el presente proceso regulatorio el recálculo de estas alícuotas por el retiro de esta instalación que nunca debió estar incluida por haber sido dado de baja en el año 2006.

El monto que corresponde devolver por haber percibido remuneración por un elemento inexistente, que incluye las diferencias que pudieran haber existido en los periodos tarifarios anteriores y, de ser el caso, la regularización de dichas diferencias, serán evaluadas y determinadas en el proceso de Liquidación Anual de los Ingresos por el Servicio de Transmisión Eléctrica de SST y/o SCT que se encuentra en curso. Cabe indicar que cualquier monto a devolver que resulte, no otorga derechos a los concesionarios para requerir reconocimientos tarifarios de instalaciones que podrían no haber sido incluidas en la oportunidad en que correspondía hacerlo.

<sup>11</sup> Carta SMCV-VAC-GL-291-2025 del 26/02/2025

Finalmente, según el documento GE-0750-2024 enviado por ELECTROSUR a la DSE (presentado como sustento en el presente proceso), y la revisión de los archivos históricos por parte de Osinergmin de los distintos planes de inversiones, se verifica que no existe trazabilidad de la existencia de un transformador de reserva en la SET Moquegua como parte del SST; en consecuencia, corresponde su retiro de dicho transformador de la lista de instalaciones del SST. Cabe señalar que, recién en este proceso regulatorio, ELECTROSUR alertó de la no existencia de este transformador.

### **2.5.2. Correcciones a las Bajas realizadas**

En el presente numeral se revisan las liquidaciones realizadas en los últimos cuatro años, encontrándose casos donde corresponde corregir aspectos vinculados a instalaciones reconocidas, conforme se muestra a continuación:

- En la Liquidación correspondiente al año 2023, y según lo indicado en el AVB N° 004-2023-LUZ DEL SUR, correspondía dar de Baja al transformador TR1 de 25 MVA en la SET Barranco. Sin embargo, en la hoja 'SST-2021-2025' del archivo 'Peaje\_Recalculado', en su lugar, se dio de Baja una celda de transformador en 10 kV. Por lo tanto, corresponde corregir esta situación, retirando de la lista el transformador de 25 MVA de la SET Barranco en reemplazo de la celda de transformador en 10 kV.

Durante el periodo 2023 al 2025, LUZ DEL SUR ha percibido remuneración por dicho transformador cuando correspondía ser dado de Baja, por lo que debe evaluarse en el proceso de Liquidación Anual de los Ingresos por el Servicio de Transmisión Eléctrica de SST y/o SCT en curso, si corresponde saldar alguna diferencia en los ingresos percibidos por el titular de transmisión y efectuar la respectiva regularización.

- En la Liquidación correspondiente al año 2022, y según lo indicado en el AVB N° 002-2021-ENEL DP, se dio de Baja un transformador de 25 MVA en la SET Mirones. Sin embargo, de la información enviada por PLUZ ENERGÍA en el presente proceso, señala que dicho transformador inicialmente estaba en la SET Pando y fue rotado a la SET Mirones. En consecuencia, se modifica el Elemento dado de Baja de la SET Mirones a la SET Pando.

Cabe señalar que ambos transformadores tienen el mismo peso en las alícuotas.

- Como parte de los SST, PLUZ ENERGÍA tiene un transformador de reserva en SET Pando. Esta empresa indica que actualmente este transformador está operativo y el transformador de la SET Hualmay ha pasado como reserva. Se debe señalar, que la lista de instalaciones SST buscaba tener el inventario de instalaciones que estaban vigentes al 2006, y en tal año el transformador de reserva era el que estaba en la SET Pando; por lo tanto, no corresponde modificar el estado de este tipo de transformadores. Sin embargo, para fines de seguimiento de las instalaciones SST, se está considerando una columna adicional en el archivo Excel donde se registren las particularidades de estos casos.

Sin perjuicio de lo señalado, ambos transformadores tienen el mismo peso en las alícuotas, por lo que los cambios a efectuarse no implican ninguna modificación tarifaria.

### 2.5.3. Retiro de costos comunes

Como parte de la revisión de las instalaciones SST, se verificó que en algunos casos existen subestaciones completas cuyos Elementos del SST han sido dados de Baja, debido a que fueron completamente reemplazadas por instalaciones SCT. Por lo tanto, corresponde retirar el peso del factor común asociado a dichas subestaciones. Las subestaciones en cuestión son: SET Cabeza de Vaca (reemplazado por la SET Loma de Viento), SET Moche (reemplazado por la SET Huaca del Sol) y SET Guadalupe 02 (reemplazado por la SET Chepén).

Además, debido que Compañía Transmisora Sur Andino S.A.C. dejará de ser TITULAR del Área de Demanda 5, por la Baja de todas sus instalaciones; corresponde también el retiro de sus costos comunes.

---

## 2.6. Peaje Secundario por Transmisión Equivalente en Energía-CPSEE

Conforme a lo indicado en el numeral I) del literal b) del artículo 139 del Reglamento de la LCE, el CMA de las instalaciones de los SST que son remuneradas de forma exclusiva por la demanda, excepto las instalaciones comprendidas en las concesiones otorgadas 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 fijará por única vez.

Asimismo, conforme se indica en el numeral VIII) del literal e) del artículo 139 del Reglamento de la LCE, para el uso por parte de terceros de instalaciones del SST que a la fecha de entrada en vigencia de la Ley N° 28832 eran pagadas y/o usadas por el TITULAR y/o por Usuarios Libres, Osinerghmin establecerá la responsabilidad de pago en proporción a la demanda de dichos usuarios y de los terceros que se conecten a partir de dicha fecha, bajo el criterio de buscar la eficiencia económica. Los terceros que pertenezcan al Servicio Público de Electricidad participarán en la responsabilidad de pago sólo si su demanda supera el 5% de la demanda total de dicho SST, según el procedimiento aprobado por Osinerghmin.

De acuerdo al procedimiento aprobado por Osinerghmin<sup>12</sup>, corresponde regular en función a la contribución del tercero (potencia) en la hora de máxima demanda total del respectivo SSTL. La solicitud de los interesados para regular el pago de los terceros

---

<sup>12</sup> Numeral 14.2.2) de la NORMA TARIFAS:

(...)

El 5% al que se refiere dicho numeral VIII), se determinará como la contribución del Tercero, en potencia, en la hora de máxima demanda total del respectivo SSTL.

La solicitud de los interesados para regular el pago de estos terceros se considerará en el siguiente proceso de Liquidación Anual de Ingresos por el Servicio de Transmisión de los SST y SCT correspondiente, teniendo presente para su cálculo la fecha real de conexión.

se considerará en el siguiente proceso de liquidación teniendo presente la fecha real de conexión.

Así, en la regulación de la fijación de Peajes y Compensaciones de los SST y SCT correspondiente al periodo 2009-2013, 2013-2017, 2017-2021 y 2021-2025, se fijaron el CMA, Peajes y fórmula de actualización correspondiente a las instalaciones de titularidad de Consorcio Energético de Huancavelica S.A. (CONENHUA) ahora de titularidad de CONELSUR LT S.A.C., Empresa de Transmisión Aymaraes S.A.C. (AYMARAES antes CALLALI), CONELSUR LT S.A.C., y Compañía Transmisora Andina S.A. (CTA).

En base a ello, dada la falta de presentación de la propuesta tarifaria de los mencionados TITULARES en el presente proceso de fijación de Peajes del SST y SCT, corresponde actualizar el CMA fijado, en base a la fórmula de actualización establecida, cuyos coeficientes, así como los respectivos factores de actualización se muestran a continuación.

**Cuadro N° 2-9**

**Coefficientes de las fórmulas de Actualización para las Instalaciones del tipo SSTL**

SST	a	b	c	d	FA	Fuente
CONELSUR AD07	0,5929	0,4071	0,0000	0,0000	1,2760	RES N° 184-2009-OS/CD
AYMARAES	0,3732	0,5136	0,0000	0,1132	1,2975	RES N° 101-2010-OS/CD
CONELSUR AD03	0,3988	0,4750	0,0103	0,1159	1,2907	RES N° 054-2013-OS/CD
CTA	0,2989	0,6106	0,0000	0,0905	1,3259	RES N° 068-2015-OS/CD

Fuente: Elaborado por Osinerghmin en base a la Información de la Resoluciones indicadas.

Teniendo en cuenta el factor de actualización, el CMA actualizado, se muestra en el cuadro siguiente.

**Cuadro N° 2-10**

**PROPUESTA Osinerghmin  
Actualización del CMA del SSTL**

SST	CMA (S/ inicial	CMA (S/ Actualizado
CONELSUR AD07	382 268	487 774
AYMARAES	1 037 677	1 346 386
CONELSUR (antes CONENHUA) AD03 <sup>(1)</sup>	5 654 152	7 297 814
CTA <sup>(2)</sup>	702 854	931 914

(1) Mediante Resolución N° 054-2013-OS/CD, parte del CMA es incluido al Área de Demanda 3 (en el presente proceso: S/ 6 467 188 asignado a Clientes Libres y S/ 830 626 asignada al Área de Demanda 3).

(2) Mediante Resolución N° 068-2015-OS/CD, parte del CMA es incluido al Área de Demanda 3 (en el presente proceso: S/ 54 554 asignado a Clientes Libres y S/ 877 360 asignada al Área de Demanda 3).

Con base al CMA actualizado se procede a determinar el Peaje Secundario por transmisión, para cada caso en particular, lo mismos que se describen a continuación.

## **2.6.1. Sobre el SST de CONELSUR AD03 (ANTES CONENHUA)**

### **Titularidad del SSTL**

Mediante Resoluciones Ministeriales N° 425, 426, 427 y 433-2019-MINEM/DM, el Estado Peruano, representado por el Ministerio de Energía y Minas, aprobó la cesión de posición contractual de la concesión definitiva para desarrollar la actividad de transmisión eléctrica, que efectuó CONENHUA a favor de CONELSUR, en el marco de lo dispuesto por los artículos 28 y 29 de la LCE. En el artículo 2 de las citadas resoluciones, se estableció que el titular de la concesión definitiva pasaría a ser CONELSUR, quien asumiría todos los derechos y obligaciones que constan en el contrato de concesión, así como en las normas aplicables a su actividad.

Dentro del proceso de Liquidación Anual SST-SCT 2020 (Resolución N° 078-2020-OS/CD e Informes N° 216-2020-GRT y N° 217-2020-GRT), se determinó que la transferencia de concesión aprobada con Resolución Ministerial N° 425-2019-MINEM/DM incluía a las instalaciones del SSTL de CONENHUA, por lo que a partir de dicho proceso se reconocen como SSTL de CONELSUR.

### **Asignación de responsabilidad de pago**

En la regulación de los SST y SCT correspondiente al periodo 2009-2013, se incluyó el SST Trujillo Norte-Cajamarca Norte-Pajuela de propiedad de CONENHUA (ahora de CONELSUR) como un SST remunerado de manera exclusiva por la demanda de la Compañía Minera Yanacocha S.A. (en adelante "Yanacocha"); posterior a ello, en la regulación 2013-2017 se consideró la incorporación a este SST, de cargas tanto del Servicio Público de Electricidad (reguladas) como de otros Clientes Libres además de Yanacocha.

Así, para establecer la asignación de responsabilidad de pago por el SST Trujillo Norte-Cajamarca Norte - Pajuela, se tuvo presente que antes de la emisión de la Ley N° 28832, en el periodo agosto 2005 - julio 2006 este SST venía siendo pagado únicamente por el Cliente Libre Yanacocha, por lo que según lo dispuesto en el numeral VIII) del literal e) del artículo 139 del Reglamento de la LCE, se trata de un SST de demanda tipo SSTL. En ese sentido, al haberse incorporado otras cargas a este sistema, la asignación de responsabilidad de su pago se determinó de acuerdo al procedimiento establecido en el numeral 14.2.2 de la NORMA TARIFAS.

Bajo ese orden legal y según el porcentaje de participación de las cargas que pertenecen al Servicio Público de Electricidad, se determinó que la línea 220 kV Trujillo Norte - Cajamarca Norte y sus celdas conexas deben ser pagadas por los Clientes Libres y por la demanda del Área de Demanda 3; el transformador 220/60/10 kV y sus tres celdas conexas, deben ser pagados por Yanacocha y también por la demanda del Área de Demanda 3; y, la línea 60 kV en doble terna Cajamarca Norte - Pajuela debe ser pagada únicamente por Yanacocha.

Posteriormente, en el proceso de fijación de peajes y compensaciones 2017-2021, específicamente en el Informe N° 270-2017-GRT y Resolución N° 125-2017-OS/CD, que resolvió el Recurso de Reconsideración presentado por CONENHUA, se determinó que se debe proceder a recalcular la responsabilidad de pago del mencionado SSTL, en cada fijación tarifaria, según la metodología técnica que se establezca. En ese contexto, se procedió a recalcular los porcentajes de asignación de responsabilidad de pago del SSTL de CONENHUA (ahora de CONELSUR), sobre la base de la información técnica que se solicitó en aquella oportunidad y que fue atendida por CONENHUA.

Por consiguiente, en el presente proceso de fijación tarifaria, corresponde revisar los porcentajes de responsabilidad de pago para el SSTL de CONELSUR para el periodo 2025-2029.

En consecuencia, de similar manera al proceso de fijación tarifaria anterior, mediante Oficio N° 155-2025-GRT, se solicitó a CONELSUR la información fuente (registros de medidores en intervalos de 15 minutos) de la potencia correspondiente a cada devanado secundario de los transformadores de potencia y/o cargas directamente conectados a las barras de mayor nivel de tensión de las SET's pertenecientes al SSTL de CONELSUR (antes CONENHUA), para los años 2023 y 2024, la misma que fue respondida con Carta CNS.GG.SGC-002-2025, mediante la cual CONELSUR remite la información solicitada, a excepción de la que corresponde a: 1) línea 60 kV Cajamarca Norte – Cajamarca (L-6046); 2) línea 220 kV Cajamarca Norte – Gold Mill (L-2261), indicando que ambas líneas de transmisión no son de su titularidad; y, 3) la salida de 220 kV a Cajamarca de la LT 220 kV Trujillo Norte – Cajamarca Norte (L-2260) indicando que no tiene registro de medidores.

Del mismo modo, mediante Oficio N° 157-2025-GRT, se solicitó a HIDRANDINA, la información fuente (registros de medidores en intervalos de 15 minutos) de los Elementos pertenecientes al SSTL de CONELSUR (antes CONENHUA), para los años 2023 y 2024. Al respecto, mediante Oficio N° GR/CF-0181-2025, HIDRANDINA remitió la información solicitada relativa a las instalaciones de su titularidad, entre otras, información de la línea 60 kV Cajamarca Norte – Cajamarca (L-6046).

No obstante, Osinerghmin cuenta con los reportes de registro de datos de mediciones cada 15 minutos presentadas en la plataforma "SICLI", donde se obtuvo la información que no se pudo recabar a través de la empresa CONELSUR, específicamente para la línea de 220 kV Cajamarca Norte – Gold Mill (L-2261), referida al Cliente Libre Yanacocha.

De acuerdo a lo indicado, en los párrafos anteriores, con la mejor información disponible, se ha procedido a determinar los porcentajes de asignación de responsabilidad para el periodo 2025-2029.

En esta oportunidad, para el SSTL de la LT 220 kV Trujillo Norte – Cajamarca Norte, se obtuvo un porcentaje de responsabilidad de pago de 5,84% para los usuarios regulados del Área de Demanda 3 y de 94,16% para los Usuarios Libres que pagan dicha instalación, calculado en proporción de la demanda de dichos usuarios. En ese sentido, de acuerdo al numeral VIII) del literal e) del artículo 139 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, considerando que la demanda relativa al Área de Demanda 3 supera el 5% de la demanda total de dicho SSTL, corresponde asignar una responsabilidad de pago para dicha Área de Demanda. Asimismo, considerando que se ha determinado un ingreso tarifario para la indicada instalación, conforme los resultados indicados en el numeral 2.4.3 y en el Anexo D del presente informe, este ingreso tarifario formará parte del cálculo del CPSEE asociado a los Usuarios Libres.

Los resultados de los porcentajes de asignación de responsabilidad para el periodo 2025-2029 se muestran a continuación:

**Cuadro N° 2-11**  
**PROPUESTA Osinerghmin**  
**Actualización del Porcentaje de Asignación de Responsabilidad del SSTL CONELSUR**  
**(antes CONENHUA)**

SSTL	Responsabilidad de Pago	
	Área de Demanda 3	Cientes Libres
LT 220 kV Trujillo Norte – Cajamarca Norte	5,84%	94,16%
Transformador 220/60/10 kV en SET Cajamarca Norte	52,73%	47,27%

Sin perjuicio de lo indicado, en caso se presente información más precisa sobre los Elementos indicados, en las siguientes etapas del presente proceso de fijación tarifaria, se procederá a revisar los porcentajes calculados.

**Actualización del CMA, CPSEE y Factores de Pérdidas Medias**

Los CMA actualizados del SSTL Trujillo Norte – Cajamarca Norte – Pajuela para el periodo 2025-2029, son los que se muestran a continuación:

**Cuadro N° 2-12**  
**PROPUESTA Osinerghmin**  
**Actualización del CMA del SSTL por Elementos**

Titular	Instalaciones Secundarias del CPSEE	CMA s/
CONELSUR	LT 220 kV Trujillo Norte – Cajamarca Norte <sup>(1)</sup>	5 951 488
CONELSUR	Transformador 220/60/10 kV en SET Cajamarca Norte <sup>(2)</sup>	916 099
CONELSUR	LT 60 kV Cajamarca Norte – Pajuela	430 228

(1) El 5,84% de este CMA es pagado a través del Peaje del área de Demanda 3.

(2) El 52,73% de este CMA es pagado a través del Peaje del área de Demanda 3.

En base a todo lo cual, los CPSEE del SSTL de CONELSUR (antes CONENHUA), para el periodo 2025-2029, son los que se muestran a continuación:

**Cuadro N° 2-13**  
**PROPUESTA Osinerghmin**  
**CPSEE y PEAJE del SSTL de CONELSUR (antes CONENHUA)**

Subestación Base	Instalaciones Secundarias del CPSEE	Cargo CPSEE Ctm. s//kWh	Responsabilidad de Pago
Trujillo Norte	LT 220 kV Trujillo Norte – Cajamarca Norte	0,0063	Área de Demanda 3(*)
		1,2837	Cientes Libres
Cajamarca Norte	Transformador 220/60/10 kV en SET Cajamarca Norte	0,0136	Área de Demanda 3(*)
		0,1782	Cliente Libre Yanacocha
	LT 60 kV Cajamarca Norte – Pajuela	0,1770	Cliente Libre Yanacocha

(\*) Agregado al Peaje del Área de Demanda 3

Cabe señalar que, los coeficientes de la fórmula para la actualización del CPSEE del SSTL Trujillo Norte – Cajamarca Norte – Pajuela, es la misma que la fijada en la regulación de SST y SCT 2009-2013, estando su aplicación sujeta a las mismas condiciones que las establecidas para la actualización de los Peajes. Así, los

coeficientes se consignan en el Cuadro N° 2-9 del presente informe y los Índices Iniciales corresponden al 31 de marzo de 2025.

Respecto a los Factores de Pérdidas Medias de Potencia y Energía, correspondientes al SSTL Trujillo Norte – Cajamarca Norte – Pajuela, para el periodo 2025-2029, son los que se muestran en el siguiente cuadro:

**Cuadro N° 2-14**  
**PROPUESTA Osinerghmin**  
**Factores de Pérdidas Medias del SSTL de CONELSUR (antes CONENHUA)**

Factor	MAT	MAT/AT	AT	AT/MT
Factor de pérdidas medias de energía (FPMdE)	1,0000	1,0031	1,0000	1,0000
Factor de pérdidas medias de potencia (FPMdP)	1,0000	1,0030	1,0000	1,0000

### 2.6.2. Sobre el SST de CONELSUR AD07

Conforme a lo dispuesto en el numeral l), literal b), del artículo 139 del Reglamento de la LCE, el CMA del SSTL Cajamarquilla se fijó, por única vez en la Resolución N° 184-2009-OS/CD, modificada mediante Resolución N° 279-2009-OS/CD, fijándose en esa oportunidad el valor del CPSEE aplicable a su Cliente Libre Cajamarquilla (Usuario Exclusivo).

Por tanto, dado que el CMA del sistema Cajamarquilla, fue comprendido en la regulación de SST y SCT del periodo 2009-2013, corresponde su debida actualización según las disposiciones indicadas en la NORMA TARIFAS, el mismo que se muestra en el Cuadro N° 2-10 del presente informe.

Con base al CMA actualizado, se procede a determinar el CPSEE correspondiente al SSTL Cajamarquilla de CONELSUR (antes EDEGEL) para el periodo 2025-2029, el mismo que se muestra en el cuadro siguiente:

**Cuadro N° 2-15**  
**PROPUESTA Osinerghmin**  
**CPSEE del SSTL de CONELSUR**

Tensión	Cargo CPSEE ctm S/ /kWh	Responsabilidad de Pago
MAT	0,0335	Cliente Libre Cajamarquilla

Cabe señalar que los coeficientes de la fórmula para la actualización del CPSEE del SSTL, se muestran en el Cuadro N° 2-9.

### 2.6.3. Sobre el SST de AYMARAES

En cuanto a las instalaciones del SSTL de AYMARAES (antes CALLALLI), estas se fijaron y aprobaron mediante Resolución N° 101-2010-OS/CD, en cumplimiento del numeral l), literal b), del artículo 139 del Reglamento de la LCE; así, en el presente proceso, solo corresponde su debida actualización según las disposiciones indicadas en la NORMA TARIFAS, la misma que se muestra en el Cuadro N° 2-10 del presente informe.

Con base al CMA actualizado, el CPSEE y los Factores de Pérdidas Medias, para el periodo 2025-2029, se muestran en el siguiente cuadro.

**Cuadro N° 2-16**  
**PROPUESTA Osinergrmin**  
**CPSEE del SSTL de AYMARAES**

Tensión	Cargo Acumulado CPSEE ctm S/ /kWh	Responsabilidad de Pago
Acumulado en AT	2,1380	Clientes Libres
Acumulado en MT	2,1380	

Cabe señalar que los coeficientes de la fórmula para la actualización del CPSEE del SSTL, es la misma que la fijada en la regulación de SST y SCT 2009-2013 se muestran en el Cuadro N° 2-9.

Respecto a los Factores de Pérdidas Medias de Potencia y Energía, correspondientes al SSTL, resultantes para el periodo 2025-2029, son los que se muestran en el siguiente cuadro:

**Cuadro N° 2-17**  
**PROPUESTA Osinergrmin**  
**Factores de Pérdidas Medias del SSTL de AYMARAES**

Factor	MAT	MAT/AT	AT	AT/MT
Factor de pérdidas medias de energía (FPMdE)	1,0000	1,0000	1,0962	1,0000
Factor de pérdidas medias de potencia (FPMdP)	1,0000	1,0000	1,0564	1,0000

#### 2.6.4. Sobre el SST de CTA

##### Asignación de responsabilidad de pago

En cuanto a las instalaciones del SSTL de CTA, mediante escrito de fecha 30 de enero de 2015, CTA declara ser TITULAR de la línea de transmisión 138 kV Huallanca-Pierina (LT-1127), con el propósito específico de suministrar energía eléctrica a la unidad minera Pierina de la empresa Minera Barrick Misquichilca S.A. y solicita a Osinergrmin la regulación del pago por su uso, debido a que desde el 28 de agosto de 2014 la empresa concesionaria de distribución HIDRANDINA puso en servicio una nueva subestación denominada Huaraz Oeste que se alimenta eléctricamente de la LT-1127, presentando para el efecto el estudio "Propuesta de Peajes y Compensaciones para el Sistema de Transmisión de Compañía Transmisora Andina S.A.

De acuerdo a lo anterior, se procedió a calcular las Tarifas y Compensaciones correspondientes a la línea de transmisión LT-1127 y determinar la respectiva asignación de responsabilidad de su pago, tomando en cuenta el estudio presentado por CTA.

Así, mediante Resolución N° 068-2015-OS/CD, se fijó, por única vez, el Costo Medio Anual y su fórmula de actualización de las instalaciones de la línea de transmisión

138 kV Huallanca-Pierina de la empresa CTA, en cumplimiento del numeral l), literal b), del artículo 139 del Reglamento de la LCE.

De manera similar al caso del SSTL de Cajamarca Norte de CONELSUR (antes CONENHUA), en el presente proceso de fijación tarifaria, corresponde revisar los porcentajes de responsabilidad de pago para el SSTL de CTA.

Por tal motivo, mediante Oficios N° 156-2025-GRT y N° 158-2025-GRT, se solicitó a CTA e HIDRANDINA, respectivamente, la información fuente (registros de medidores en intervalos de 15 minutos) de la potencia correspondiente al SSTL de CTA, para los años 2023 y 2024. Esta solicitud fue atendida mediante el Oficio N° 0001-2025-CTA-OSINERGMIN y la carta HDNA-GR/CF-0181-2025, emitidos por CTA e HIDRANDINA, respectivamente.

De acuerdo a lo indicado en los párrafos anteriores, se ha procedido a determinar los porcentajes de asignación de responsabilidad de pago para el periodo 2025-2029, que se muestran a continuación:

**Cuadro N° 2-18**  
**PROPUESTA Osinergrmin**

**Actualización del Porcentaje de Asignación de Responsabilidad del SSTL CTA**

SSTL	Responsabilidad de Pago	
	Área de Demanda 3	Clientes Libres
Línea de transmisión 138 kV Huallanca-Pierina	95,33%	4,67%

**Actualización del CMA, CPSEE y Factores de Pérdidas Medias**

En el presente proceso corresponde la actualización del CMA, según las disposiciones indicadas en la normativa vigente, el mismo que se muestra en el Cuadro N° 2-10 del presente informe.

Con base al CMA actualizado, el CPSEE para el periodo 2025-2029, se muestran en el siguiente cuadro.

**Cuadro N° 2-19**  
**PROPUESTA Osinergrmin**  
**CPSEE y PEAJES del SSTL de CTA**

Subestación Base	Instalaciones del SSTL de CTA	Cargo CPSEE Ctm. S//kWh	Responsabilidad de Pago
Huallanca 138 kV	Tramo de LT-1127 entre SET Huallanca y Pto. de Derivación a SET Huaraz Oeste	0,0159	Área de Demanda 3(*)
	Resto del SSTL de CTA	0,0972	Mina Pierina (**)

(\*) Agregado al peaje del Área de Demanda 3.

(\*\*) Aplica sólo si no existe contrato de servicio de transmisión vigente entre CTA y Barrick (Mina Pierina), suscrito antes del 21 de diciembre de 1999 (Ley 27239).

La actualización de estos valores se realiza con la misma fórmula de actualización determinada para el CMA, la misma que corresponde a la fijada con Resolución N° 068-2015-OS/CD.

Respecto a los Factores de Pérdidas Medias de Potencia y Energía, correspondientes al SSTL, resultantes para el periodo 2025-2029, son los que se muestran en el siguiente cuadro:

**Cuadro N° 2-20**  
**PROPUESTA Osinerghmin**  
**Factores de Pérdidas Medias del SSTL de CTA**

<b>Factor</b>	<b>MAT</b>	<b>MAT/AT</b>	<b>AT</b>	<b>AT/MT</b>
Factor de pérdidas medias de energía (FPMdE)	1,0034	1,0000	1,0000	1,0000
Factor de pérdidas medias de potencia (FPMdP)	1,0074	1,0000	1,0000	1,0000

Cabe indicar de manera general, que los valores mostrados en los cuadros anteriores han sido determinados con un Tipo de Cambio de 3,677 S//USD, que corresponde al 31 de marzo de 2025.

## 2.7. Peaje para el SCTLN de Cerro Verde

Conforme a lo dispuesto en el literal c) del artículo 27.2 de la Ley N° 28832, que prevé que en el caso de instalaciones que permiten transferir electricidad hacia los Usuarios Libres o que permiten a los Generadores entregar su energía producida al SEIN, dichos Agentes podrán suscribir contratos para la prestación del servicio de transporte y/o distribución, con sus respectivos TITULARES, en los cuales la compensación correspondiente será de libre negociación y que, para el uso de las instalaciones por terceros, o a la terminación de dichos contratos, las compensaciones y tarifas, se regulan por Osinerghmin según los criterios establecidos en la normativa aplicable, mediante Resolución N° 144-2018-OS/CD, se fijó de forma definitiva el CMA de las instalaciones del SCTLN de Sociedad Minera Cerro Verde S.A.A., donde, la responsabilidad de pago es asumida por la generación (Samay I S.A.) y la misma empresa como Cliente Libre (Cerro Verde).

En ese sentido, la actualización del CMA de las instalaciones del SCTLN de Cerro Verde, es el siguiente:

**Cuadro N° 2-21**  
**PROPUESTA Osinerghmin**  
**Actualización del CMA de los SCTLN**

<b>SCTLN</b>	<b>CMA (S/) inicial</b>	<b>CMA (S/) Actualizado</b>
<b>CERRO VERDE</b>	1 512 794	1 808 090

Los índices iniciales de la Fórmula de Actualización del SCTLN de Cerro Verde fueron establecidos en la Resolución N° 144-2018-OS/CD, corresponden a diciembre del año 2017, fecha en la cual se desarrolló la regulación de la fijación de peajes y compensaciones del referido SCTLN.

**Cuadro N° 2-22**  
**PROPUESTA Osinerghmin**

**Índices Iniciales para Actualizar el CMA de los Elementos del SCTLN**

Oportunidad de puesta en servicio del Elemento de Transmisión	Índices Iniciales para Actualización			
	Tc <sub>0</sub>	IPM <sub>0</sub>	Cu <sub>0</sub>	Al <sub>0</sub>
SCTLN Cerro Verde	3,245	223,0259	270,0833	1 906,1004

Los coeficientes de la Fórmula de Actualización del CMA del SCTLN son los siguientes:

**Cuadro N° 2-23**

**Fórmulas de Actualización para las Instalaciones del tipo SCTLN**

SCTLN	a	B	c	d	FA	Fuente
<b>CERRO VERDE</b>	0,4299	0,5608	0,0093	0,0000	1,1952	RES N° 144-2018-OS/CD

Fuente: Elaborado por Osinerghmin en base a la información de las resoluciones indicadas.

Nota: Se consideran los indicadores en base a su participación según se indican en los módulos estándares.

El Peaje para las instalaciones del SCTLN de Sociedad Minera Cerro Verde S.A.A. es el siguiente:

**Cuadro N° 2-24**

**PROPUESTA Osinerghmin**

**Peajes para las instalaciones del SCTLN de Sociedad Minera Cerro Verde S.A.A. (\*)**

Titular	Elemento	Peaje Ctm. S//kWh	Responsable de Pago
Sociedad Minera Cerro Verde S.A.A.	Dos Celdas de Línea de 500 kV en la SET San José	0,0645	Sociedad Minera Cerro Verde S.A.A.

(\*) Los valores se aplican sólo si SMCV transfiere las instalaciones de la SET San José a otro titular de transmisión y/o no existe contrato por el servicio de transmisión entre el titular de la instalación y la minera Cerro Verde. La actualización de los peajes, en caso corresponda la aplicación de dichos peajes, utilizará la fórmula de actualización establecida anteriormente para su CMA, la cual se aplicará, si se incrementan o disminuyen en más de 5% respecto al valor del mismo factor correspondiente a la última actualización.

## 2.8. Peaje para el SCTLN de Coelvisac

Conforme al literal g) del artículo 139 del Reglamento de la LCE, aprobado con Decreto Supremo N° 009-93-EM, los cargos que corresponden asumir a terceros por instalaciones construidas por acuerdo de partes, serán determinados por Osinerghmin a solicitud de los interesados. Mediante carta de fecha 1 de febrero de 2024, la empresa Consorcio Eléctrico de Villacurí S.A.C. ("COELVISAC") solicitó la fijación de tarifas correspondientes al Sistema Complementario de Transmisión de Libre Negociación "Línea de Transmisión 220 kV Felam - Tierras Nuevas y subestaciones asociadas". Posteriormente, mediante Resolución N° 172-2024-OS/CD (modificado con Resolución N° 203-2024-OS/CD) se fijó el CMA y la responsabilidad de pago que corresponde ser pagado por los usuarios del Área de Demanda 2 por el uso de dicha instalación.

En ese sentido, la actualización del CMA de las instalaciones del SCTLN de COELVISAC, es el siguiente:

**Cuadro N° 2-25**  
**Costo Medio Anual (CMA)**

Instalación	CMA Inicial (Soles)	CMA Actualizado (Soles)
LT Felam – Tierras Nuevas y subestaciones asociadas	4 000 749	5 217 777

Nota: El CMA inicial está expresado al 31 de diciembre del 2013.

**Cuadro N° 2-26**  
**Coefficientes de la Fórmula del Factor de Actualización del CMA**

Instalación	a	b	c	d	Fuente
LT Felam – Tierras Nuevas y subestaciones asociadas	0,3531	0,5523	0,0549	0,0397	203-2024-OS/CD

Donde:

- a : Porcentaje de participación del costo de procedencia extranjera (sin incluir el componente Cobre y Aluminio).
- b : Porcentaje de participación del costo de procedencia nacional (sin incluir el componente Cobre y Aluminio).
- c : Porcentaje de participación de costos del Cobre.
- d : Porcentaje de participación de costos del Aluminio.

La aplicación del factor de actualización se realiza conforme a las disposiciones establecidas en la Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento.

**Cuadro N° 2-27**  
**Índices Iniciales de la Fórmula del Factor de Actualización del CMA**

Tc <sub>0</sub>	IPM <sub>0</sub>	Cu <sub>0</sub>	Al <sub>0</sub>	Fuente
2,796	211,457	337,488	1 889,699	172-2024-OS/CD

Nota: Los índices iniciales corresponden a diciembre del año 2013

Por tal motivo, se ha evaluado la demanda abastecida a través del SCTLN de COELVISAC, en función de los registros de mediciones de la barra de 220 kV de la SET Tierra Nuevas. La información fuente de dichos registros corresponde a la reportada por las empresas en el Sistema de Información de Registros de Mediciones de los Sistemas de Transmisión Eléctrica (SIRPIT) para el año 2024.

De acuerdo a lo indicado en los párrafos anteriores, se ha procedido a determinar los porcentajes de asignación de responsabilidad de pago para el periodo 2025-2029, que se muestran a continuación:

**Cuadro N° 2-28**  
**Asignación de la Responsabilidad de Pago**

Instalación	Área de Demanda 2
LT Felam – Tierras Nuevas y subestaciones asociadas	69,77%

Nota: El porcentaje será revisado en cada proceso de fijación tarifaria de los SST y SCT.

En ese sentido, dado que la tarifa fijada en la Resolución N° 172-2024-OS/CD solo tiene vigencia hasta el 30 de abril de 2025, corresponde fijar los nuevos peajes a ser aplicables durante el periodo tarifario comprendido del 1 de mayo de 2025 al 30 de abril de 2029.

**Cuadro N° 2-29**  
**Peaje para las instalaciones**

Instalación	Código Parte Del Sistema	Peaje Acumulado ctm S//kWh	Responsabilidad de Pago
LT Felam – Tierras Nuevas y subestaciones asociadas	MAT	0,1322	Área de Demanda 2 (*)
	MAT/AT	0,1990	
	AT	0,1990	
	AT/MT	0,2115	

(\*) Agregado al peaje del Área de Demanda 2.

## 2.9. Contratos de Concesión de SCT

De acuerdo a lo indicado en el numeral v) del literal d) del artículo 139 del Reglamento de la LCE, el CMA de las instalaciones comprendidas en un Contrato de Concesión de SCT, se fijará antes de la entrada en operación de dichas instalaciones y se actualizará anualmente con la fórmula de actualización que para tal fin se establezca en el respectivo Contrato. Asimismo, se indica que el reajuste del Peaje correspondiente se realizará conforme al procedimiento que apruebe el Osinerghmin, de manera que el TITULAR recupere el CMA.

Se ha identificado sobre la base de los Contratos de Concesión SCT de los proyectos "Línea de Transmisión 138 kV Puerto Maldonado – Iberia" y "Subestación Piura Este de 220/60/22.9 kV", adjudicados a las empresas Puerto Maldonado Transmisora de Energía S.A.C. y Alupar Perú S.A.C., respectivamente, que la entrada en operación comercial se prevé durante el periodo de vigencia de los peajes y compensaciones durante el periodo 2025-2029, conforme se puede apreciar en el siguiente cuadro:

**Cuadro N° 2-30**  
**Instalaciones que forman parte del Contrato de Concesión de SCT**

Ítem	Proyectos	TITULARES	Fecha prevista para la POC
1	LT 138 kV Puerto Maldonado - Iberia	PUMATE	09/05/2025 (1)
2	SET Piura Este 220/60/22,9 kV	ALUPAR	29/07/2026

(1) Según Resolución Ministerial N° 375-2023-MINEM/DM

Fuente: Elaborado por Osinerghmin con información pública de la Web de PROINVERSIÓN.

Para determinar el CMA de dichas instalaciones, se tomó en cuenta lo indicado en el numeral II) del literal b) del artículo 139 del Reglamento de la LCE, donde se establece que la anualidad de la inversión se determinará aplicando la tasa de actualización y el periodo de recuperación establecido en el Contrato de Concesión de SCT, cuyos componentes de inversión, operación y mantenimiento, serán los valores que resulten de la licitación. De acuerdo a ello, se procedió a revisar dichos Contratos de Concesión de SCT, donde en resumen se indica lo siguiente.

- Para los Proyectos indicados en el Cuadro N° 2-30; el costo de inversión, operación y mantenimiento, se encuentra expresado a la fecha de presentación de ofertas; asimismo, el plazo de recuperación es de 30 años considerando la tasa de actualización de 12%, contados a partir de la POC.

Teniendo en cuenta lo descrito en los párrafos anteriores, se procede a determinar el CMA para cada proyecto, los mismos que se muestran en el siguiente cuadro.

**Cuadro N° 2-31**  
**PROPUESTA Osinerghmin**  
**Cálculo del CMA de las instalaciones con Contrato Concesión de SCT**

Ítem	Proyectos	TITULARES	Inversión (USD)	COyM (USD)	CMA (USD)
1	LT 138 kV Puerto Maldonado – Iberia	PUMATE	18 101 065	259 352	2 506 485
2	SET Piura Este 220/60/22,9 kV	ALUPAR	9 910 879	277 133	1 507 506

Fuente: Elaborado por Osinerghmin con información consignada en los respectivos Contratos de Concesión de SCT.

Cabe señalar que, el valor del IPP inicial corresponde al valor definitivo de la serie WPSFD4131 del mes de la presentación de ofertas, que para los proyectos indicados ocurrieron en abril 2021 y agosto 2023, respectivamente. Asimismo, el IPPn para realizar la actualización corresponde al último valor definitivo de la serie indicada disponible, que en esta oportunidad es el del mes de setiembre 2024. No obstante, en la oportunidad de la Liquidación anual, se actualizará el CMA según lo indicado en el respectivo Contrato de Concesión.

Para el cálculo del Peaje, se ha tenido en cuenta lo indicado en el numeral IV) del literal e) del artículo 139 del Reglamento de la LCE, donde se establece que el pago de las instalaciones correspondientes a un Contrato de Concesión de SCT se asignará 100% a la demanda comprendida dentro del área que designe Osinerghmin. De acuerdo a ello, se tiene que los proyectos de los Ítems 1 y 2 se asignan a las Áreas de Demanda 10 y 1, respectivamente, dado que estos proyectos cubren la necesidad de infraestructura para la atención de la demanda, en condiciones de calidad y seguridad en dichas Áreas de demanda.

De acuerdo a lo anterior, los Peajes Unitarios que se agregarían a los Peajes de las Áreas de Demanda 1 y 10, en los pliegos tarifarios en el mes que corresponda en función de la POC, acreditada y comunicada a la Gerencia de Regulación de Tarifas, se muestran en el siguiente cuadro:

**Cuadro N° 2-32**  
**PROPUESTA Osinerghmin**  
**Cálculo del Peaje Unitario Acumulado para las instalaciones con Contrato**  
**Concesión de SCT**

Ítem	Proyectos	TITULARES	Peaje Acumulado Ctm. S//kWh			Área de Demanda
			MAT	AT	MT	
1	LT 138 kV Puerto Maldonado - Iberia	PUMATE	0,1429	0,3547	0,3962	10
2	SET Piura Este 220/60/22,9 kV	ALUPAR	0,0292	0,2094	0,2285	1

Nota: Estos Peajes se agregarían a los Peajes de las Áreas de Demanda 10 y 1, en el mes que corresponda de acuerdo a la Puesta en Operación Comercial.

Cabe señalar que las fórmulas de actualización aplicables a estos cargos serán las mismas que se aplican al cargo unitario del Área de Demanda correspondiente y que los peajes serán aplicados una vez que se produzca la entrada en operación comercial de los referidos proyectos;

**Sobre la propuesta de actualización anual del CMA de los Contratos SCT de TRANSMANTARO**

Al respecto, el artículo 139 del RLCE establece en su literal f) que, el CMA de las instalaciones comprendidas en un Contrato de Concesión SCT se actualiza anualmente con la fórmula de actualización que para tal fin se establezca en el respectivo Contrato. Este aspecto es recogido en el Procedimiento Liquidación aprobado con Resolución N° 056-2020-OS/CD, específicamente en su numeral 4.18 Periodo de Revisión, donde se hace referencia al mencionado artículo del RLCE.

Sin embargo, el Procedimiento de Liquidación también establece, en los literales e) de los numerales 5.2 y 5.3, que, si algún Contrato de Concesión SCT estableciera aplicación distinta sobre la actualización del Costo de Inversión y COyM, en lo que se refiere al Periodo de Revisión y/o los Índices de Actualización, prevalecerá lo establecido en dicho contrato.

En ese sentido, es importante indicar que los Contratos de Concesión SCT: i) "Línea de Transmisión Independencia - Ica"; ii) "Línea de Transmisión 220 kV La Planicie - Industriales y Subestaciones Asociadas"; iii) "Línea de Transmisión 220 kV Friaspata - Mollepata"; y, iv) "Subestación Orcotuna 220/60 kV", indican que para el índice de actualización "n" (IPPn) - utilizado para la actualización de los Costos de Inversión y COyM -, "se utilizará el último dato definitivo de la serie indicada, disponible en la fecha que corresponda efectuar la regulación de las tarifas de transmisión según el artículo 139 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas".

En ese sentido, corresponde actualizar el Costos de Inversión y COyM de los referidos contratos en el presente proceso de regulación de las tarifas de transmisión que corresponde a la fijación de Peajes y Compensaciones del SST y SCT. Esta actualización debe realizarse en el proceso de regulación y no anualmente como lo propone TRANSMANTARO.

---

## 2.10. Sobre la Ampliación N° 3 de ISA Perú S.A.

En cuanto a la fijación del Cargo Unitario de la Ampliación N° 3 de ISA, corresponde mantener el criterio adoptado en la Resolución N° 213-2016-OS/CD, donde luego de efectuada la evaluación a que se refiere el Decreto Supremo N° 028-2016-EM que modificó el Reglamento de la LCE, se concluyó asignar dicho cargo unitario al Área de Demanda 15 para que sea asumido por toda la demanda del SEIN.

En ese sentido, corresponde mantener lo manifestado en la Resolución N° 213-2016-OS/CD y en el Informe Técnico N° 588-2016-GRT. Cabe indicar que el CMA de la Ampliación N° 3 de ISA Perú S.A., incluye el resultado de la liquidación anual de ingresos, la misma que se encuentra detallada en el Informe N° 223-2025-GRT. Asimismo, para el cálculo del peaje unitario, se replica el CMA resultante del primer año (que incluye la liquidación anual) en cada año del periodo tarifario, con el fin de que la recaudación respectiva cada año sea más acorde a lo que debe percibir el TITULAR como remuneración.

---

## 2.11. Sobre la Adenda N° 8 del Contrato BOOT de Redesur S.A.

En cuanto a la fijación del Cargo Unitario de la Adenda N° 8 de la empresa Redesur S.A., corresponde mantener los criterios adoptados en la Resolución N° 070-2021-OS/CD, modificada con Resolución N° 145-2021-OS/CD, donde luego de efectuada la evaluación a que se refiere el Decreto Supremo N° 028-2016-EM que modificó el Reglamento de la LCE, se concluyó asignar dicho cargo unitario al Área de Demanda 15 para que sea asumido por toda la demanda del SEIN.

En ese sentido, corresponde mantener lo manifestado en las referidas resoluciones y los informes de sustento. Cabe indicar que el CMA de la Adenda N° 8 de Redesur S.A., incluye el resultado de la liquidación anual de ingresos, la misma que se encuentra detallada en el Informe N° 223-2025-GRT. Asimismo, para fines de recaudación, en el cálculo del peaje unitario, se replica el CMA resultante del primer año (que incluye la liquidación anual) en cada año del periodo tarifario, con el fin de que la recaudación respectiva cada año sea más acorde a lo que debe percibir el TITULAR como remuneración.

---

## 2.12. Sobre el COyM del Proyecto LT 60 kV Poechos - Las Lomas - Quiroz (ENOSA)

Como parte de su propuesta tarifaria de SST y SCT, la empresa ENOSA solicita el reconocimiento del Costo de Operación y Mantenimiento (COyM) del Proyecto "Línea de transmisión en 60 kV SET Poechos - SET Las Lomas - SET Quiroz y Subestaciones Asociadas", señalando que, para el reconocimiento de los costos de inversión de un proyecto de transmisión a ser asumido por la demanda eléctrica en un Área de Demanda, como regla general, se debe cumplir las siguientes condiciones: i) El proyecto debe estar aprobado en un Plan de Inversiones y, ii) El proyecto debe tener un Acta de Verificación de Alta (AVA). Asimismo, indica que el Proyecto "Línea de transmisión en 60 kV SET Poechos - SET Las Lomas - SET Quiroz y Subestaciones Asociadas" fue financiado por la Dirección General de Electrificación Rural (DGER) del

Ministerio de Energía y Minas (MINEM), por lo que no forma parte de un Plan de Inversiones, razón por la cual en el presente proceso regulatorio debe ser evaluado el reconocimiento tarifario correspondiente. Asimismo, indica que, mediante Carta ENOSA-R-0434-2024, inició la gestión de la Acta de Verificación de Alta (AVA), en concordancia con la Norma Altas y Bajas, aprobada con Resolución N° 057-2020-OS/CD.

Al respecto, a efectos de emitir el pronunciamiento para el presente caso, es importante señalar los siguientes antecedentes:

- Mediante Carta ENOSA-DCGF-1372-2024, recibida el 18/03/2024, ENOSA hizo de conocimiento la puesta en servicio del Proyecto "Línea de transmisión en 60 kV SET Poechos - SET Las Lomas - SET Quiroz y Subestaciones Asociadas", aprobado en el Plan Nacional de Electrificación Rural 2016- 2025 y solicitó el reconocimiento de los costos en el proceso de Liquidación Anual de los Ingresos por el Servicio de Transmisión Eléctrica de SST y/o SCT.
- En respuesta a lo anterior, mediante Oficio N° 0550-2024-GRT del 09/04/2024, Osinerghmin señaló que, para el reconocimiento de los costos de inversión de un proyecto de transmisión a ser asumido por la demanda eléctrica en un Área de Demanda, como regla general, se deben cumplir las siguientes condiciones: i) El proyecto debe estar aprobado en un Plan de Inversiones de Transmisión, y ii) El proyecto debe tener un Acta de Verificación de Alta (AVA).

Ahora bien, en el Informe N° UMT-025-2024/Enosa, que ENOSA adjuntó a su carta, hizo referencia a un caso especial de reconocimiento del COyM de un proyecto financiado por la DGER del MINEM que no formó parte de un Plan de Inversiones. Al respecto, esta evaluación podía ser realizada en el procedimiento de fijación de Peajes y Compensaciones de los SST y SCT 2025-2029 y que, para tales efectos, se requería previamente, junto a su propuesta: i) Acreditar la titularidad de las instalaciones y el título habilitante para el ejercicio de la actividad y ii) Remitir el informe detallado de la obra que evidencie que el uso es para el suministro de la demanda eléctrica. Luego, de corresponder, ENOSA debería gestionar el AVA con la DSE, en concordancia con la Norma Altas y Bajas y presentarla en el proceso de Liquidación Anual de los Ingresos por el Servicio de Transmisión Eléctrica de SST y/o SCT, todo lo cual, implicaría siendo el caso, el reconocimiento tarifario solicitado, lo que a la fecha de presentación de la Carta ENOSA-DCGF-1372-2024 no fue sustentado, por lo que su solicitud no formaba parte de ningún proceso regulatorio.

- Posteriormente, mediante Carta ENOSA-R-0434-2024, recibida el 06 de setiembre de 2024, ENOSA señaló que, se encontraba preparando la documentación requerida para el proceso de fijación de Peajes de los Sistemas Secundarios de Transmisión (SST) y Sistemas Complementarios de Transmisión (SCT), para el período comprendido entre mayo 2025 y abril 2029. Además, señaló que, con el fin de dar cumplimiento a los requisitos regulatorios, adjuntaba un informe detallado de la obra, que evidencia que el uso de las instalaciones es para el suministro de la demanda eléctrica, conforme a los lineamientos establecidos, que incluye en sus anexos la acreditación de la titularidad de las instalaciones y el correspondiente título habilitante, mediante Convenio N° 009-2015-MEM y la concesión otorgada mediante Resolución Ministerial N° 065-2022-MINEM/DM.

- En respuesta a lo anterior, mediante Oficio N° 1610-2024-GRT del 10/10/2024, Osinerghmin señaló que, con la finalidad de evaluar la solicitud de reconocimiento del COyM en el actual proceso de fijación tarifaria, resultaba necesario que ENOSA gestione ante la DSE la suscripción de la respectiva AVA, en concordancia con la Norma Altas y Bajas, aprobada con Resolución N° 057-2020-OS/CD y que, procedía a trasladar la documentación remitida por ENOSA a la DSE.

En la presente etapa del proceso, la DSE de Osinerghmin, suscribió conjuntamente con ENOSA la firma de cinco actas relacionadas al proyecto Poechos – Lomas – Quiroz (AVA N° 001-2025-ENOSA, AVA N° 002-2025-ENOSA, AVA N° 003-2025-ENOSA, AVA N° 004-2025-ENOSA, AVA N° 005-2025-ENOSA), los cuales han sido revisados y tomados en cuenta para la determinación del reconocimiento del COyM. Como parte de los archivos de sustento del presente documento se adjuntan los formatos F-300 y F-500 donde se encuentran incluidos los módulos y criterios utilizados para el reconocimiento de este proyecto.

Los resultados para el reconocimiento de COyM fueron los siguientes:

<b>NIVEL</b>	<b>COyM (USD)</b>
AT	242 771
AT/MT	117 982
<b>Total</b>	<b>360 753</b>

## 3. Análisis de Osinerghmin

# Fijación de Compensaciones

Para los casos en los que no se han subsanado adecuadamente las observaciones o la información presentada ha resultado inconsistente o no ha sido debidamente sustentada, Osinerghmin ha procedido a establecer la Responsabilidad de Pago asignada a la generación y demanda, los valores finales de CMA, las Compensaciones Mensuales y Fórmulas de Actualización para los SSTG, SSTG y ST059, para el período mayo 2025 – abril 2029, dentro del marco regulatorio vigente.

---

### 3.1. Asignación de Responsabilidad de Pago

El alcance y criterios estipulados en los Títulos II al IV de la Norma Asignación de Responsabilidad son aplicables para la determinación de la Responsabilidad de Pago en el proceso en curso.

Asimismo, es necesario precisar que la clasificación de las Ampliaciones de REP (generación y/o demanda) responde a lo establecido en el numeral 3 del Anexo N°7 del Contrato de Concesión, que a la letra señala:

“En el caso de las Ampliaciones, su clasificación se realiza por única vez de acuerdo a lo previsto en las Leyes Aplicables. En cualquier caso, no supone modificación alguna del monto correspondiente a la RAG ni del monto correspondiente a la RAA, tal como se precisa en el presente Anexo.”.

Por tal motivo, y en concordancia a lo señalado en el literal e) del artículo 139 del RLCE, se ha procedido a definir la asignación de responsabilidad de pago entre la generación y la demanda para la Ampliación 21 de REP que entró en operación comercial desde abril de 2025, donde la proporcionalidad del pago entre la generación y la demanda se determina bajo el Criterio de los Beneficios Económicos por precios marginales.

Para aquellos SST cuya responsabilidad de pago fue asignada a la generación antes de la vigencia de la Ley 28832, mediante el criterio de uso o beneficio económico, se regulará de acuerdo con lo establecido en el TÍTULO IV y V de la Norma Asignación de Responsabilidad respectivamente.

Mientras que para los sistemas de transmisión que, de acuerdo con los Contratos de Concesión, reciban la calificación de SST, y estén asignados a la generación, se utilizará el criterio de Uso en el TÍTULO V de la Norma Asignación de Responsabilidad.

Dichas instalaciones son las que se muestran en el Cuadro N° 3-1, donde se consigna la proporcionalidad de su pago entre la generación y la demanda.

**Cuadro N° 3-1**  
**Asignación de Responsabilidad de Pago entre Generación y Demanda**

<b>Adenda REP</b>	<b>Elemento</b>	<b>Asignación Generación</b>	<b>Asignación Demanda</b>	<b>Criterio</b>
SST asociado a la Adenda 21	Celda de Línea de 220 kV, SET CHILCA	89,61%	10,39%	USO - Fuerza Distancia
	Celda de Línea de 220 kV, SET INDEPENDENCIA	89,61%	10,39%	USO - Fuerza Distancia
	Línea de Transmisión de 220 kV, SET Chilca - SET Independencia (Tramo L-2090, Chilca - Derv Asia)	89,61%	10,39%	USO - Fuerza Distancia
	Línea de Transmisión de 220 kV, SET Chilca - SET Independencia (Tramo L-2091, Derv Asia - Desierto)	89,61%	10,39%	USO - Fuerza Distancia
	Línea de Transmisión de 220 kV, SET Chilca - SET Independencia (Tramo L-2090, Desierto - Independencia)	89,61%	10,39%	USO - Fuerza Distancia

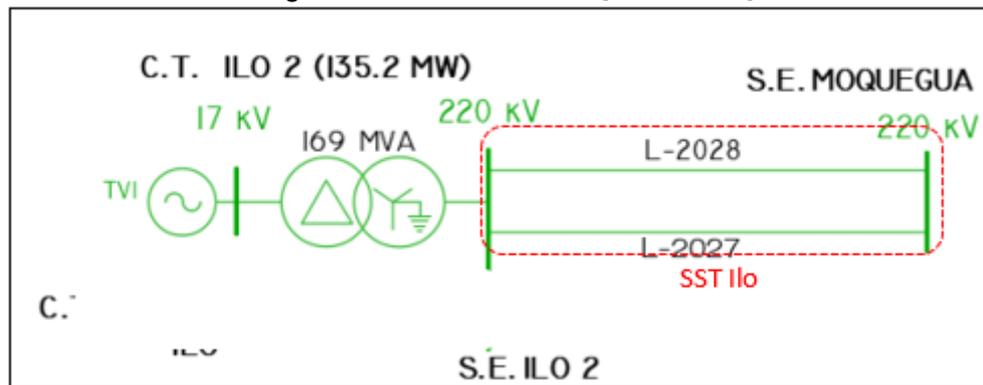
Finalmente es preciso añadir que, Osinergmin ha procedido a determinar la Asignación de Responsabilidad de Pago, en estricto cumplimiento del marco normativo vigente y con base a la mejor información disponible

### **3.1.1. Sobre la revisión de la asignación de responsabilidad por el uso del SST de Ilo**

El artículo 58 de la Ley de Concesiones Eléctricas (LCE) establecía la forma de clasificar las instalaciones de transmisión en dos grupos: el Sistema Principal de Transmisión (SPT) y el Sistema Secundario de Transmisión (SST). En particular, para el SST se indicaba que estas instalaciones permiten a los generadores conectarse al SPT o comercializar potencia y energía en cualquier barra del sistema.

En el caso específico del SST Ilo, las instalaciones que la conforman fueron implementadas por Engie Energía Perú S.A. (ENGIE, anteriormente EnerSur) desde el año 2000 para operar la CT Ilo2, que también era de su propiedad. Debido a que el uso de estas instalaciones era exclusivo de ENGIE, el Ministerio de Energía y Minas (Minem) las calificó como SST, tal como se muestra en la Figura N° 3.1. En consecuencia, la responsabilidad de pago de las instalaciones del SST Ilo fue asumida en su totalidad por ENGIE.

**Figura N° 3.1**  
**Diagrama Unifilar del SST Ilo (2000 – 2017)**



Luego, en el 2006, se aprobó la Ley N° 28 832, destinada a asegurar el desarrollo de una generación eficiente. Precisamente, en su Sexta Disposición Complementaria Final establece dos puntos importantes respecto a los sistemas de transmisión:

- **Inmutabilidad de la clasificación:** La calificación de las instalaciones de transmisión, tal como se definía en el artículo 58 de la LCE vigente en esa fecha, **no se revisará para aquellas instalaciones que ya estaban en operación.** Por ello, el SST Ilo mantiene su clasificación como tal.
- **Proporción de pago invariable:** Cada instalación existente a la entrada en vigencia de la Ley N° 28 832 se pagará por Usuarios y Generadores en la misma proporción que se venía pagando, manteniéndose de forma permanente. En el caso del SST Ilo, la totalidad del pago (100%) se asignó a la generación, es decir, a ENGIE, y **este criterio se mantiene inalterable.**

Adicionalmente, el literal e) del artículo 139 del Reglamento de la LCE (RLCE), junto con la Norma de Asignación, define tres criterios para la distribución del pago entre generadores cuando la responsabilidad de pago del SST se asigna a la generación:

- **Criterio de Uso Exclusivo:** El titular de la generación asume el 100% de la responsabilidad de pago.
- **Criterio de Beneficio Económico:** Para instalaciones que fueron asignadas a la generación mediante este criterio, se utiliza el método de Beneficios Económicos, conforme al Título IV de la Norma de Asignación.
- **Criterio de Uso (Fuerza-Distancia):** Para aquellas asignadas mediante el Criterio de Uso, se aplica el método de Fuerza-Distancia, de acuerdo con el Título V de la Norma de Asignación.

En el caso del SST Ilo, desde el año 2006 se asignó el Criterio de Uso Exclusivo, lo que implica que ENGIE es el único responsable del pago, y este criterio queda inmutable por mandato de la Sexta Disposición Complementaria Final de la Ley N° 28832.

Aunque inicialmente el SST Ilo era utilizado por las centrales CT Ilo2 y CT RF Ilo (POC en 2011), ambas de propiedad de ENGIE, el resultado práctico fue que la responsabilidad del pago se asignó en su totalidad a ENGIE. Luego, con la salida de la CT Ilo2 de la operación comercial, ENGIE continúa siendo responsable por el SST Ilo, ya que la CT RF Ilo sigue conectada al SEIN a través de estas instalaciones.

Respecto a la afirmación de que la demanda del Terminal de Ilo de Anglo American Quellaveco S.A. (2,5 MW), conectado desde julio de 2022, y la demanda del nuevo Terminal Ilo de Petroperú S.A. (0,521 MW) podrían hacer uso del SST Ilo; se debe señalar que la Sexta Disposición Complementaria Final de la Ley N° 28832 establece de manera rigurosa que los criterios de asignación de responsabilidad de pago, tanto entre generación y demanda como para la distribución interna entre generadores, no son modificables. Esto asegura la estabilidad y previsibilidad de los pagos de transmisión, proporcionando certeza a todos los involucrados respecto a la asignación de costos a lo largo del tiempo.

Finalmente, es importante señalar que la cláusula 4.3 del contrato de la CT RF Ilo establece, en su tercer párrafo, que "la Central de Reserva Fría no será considerada en las transferencias de potencia ni estará sujeta a cualquier deducción y/o asignación de costos por otros servicios que se den en el COES, excepto las contribuciones a los organismos reguladores y al COES." Esta disposición se relaciona exclusivamente con el mecanismo de transferencias de potencia. Según la LCE y el RLCE, la recaudación por potencia se utiliza para complementar el Peaje de Conexión (asociado al Sistema Principal de Transmisión) y el Peaje de Transmisión (vinculado al Sistema Garantizado de Transmisión) cuando los peajes unitarios no alcanzan a cubrir los pagos mensuales. En este mecanismo, las centrales térmicas de Reserva Fría no participan, ya que su inclusión podría afectar su Ingreso Garantizado. Por ello, la exclusión establecida en la cláusula 4.3 para las transferencias de potencia no tiene impacto en la responsabilidad de pago de los costos de transmisión que corresponden a los generadores.

Por lo expuesto, no corresponde a Osinergrmin revisar la asignación de responsabilidad de pago solicitada por ENGIE.

Es importante mencionar que, el presente análisis se complementa en el Informe Legal N° 224-2025-GRT, que sustenta la resolución que fija los peajes y compensaciones de los SST y SCT para el periodo comprendido entre mayo de 2025 y abril de 2029.

### **3.1.2. Sobre la solicitud de modificación del criterio de Uso para la asignación de responsabilidad de pago entre generadores**

Es importante precisar que el presente proceso regulatorio se orienta a la fijación de compensaciones para el periodo mayo de 2025 a abril de 2029 y no a la modificación de la metodología establecida para el Criterio de Uso.

Sin perjuicio de lo señalado, respecto a la responsabilidad de pago, para el presente proceso se usarán los criterios adoptados en la Norma Asignación de Responsabilidad, aprobada mediante Resolución N° 164-2016-OS/CD, en reemplazo de la de la norma aprobada mediante Resolución N° 383-2009-OS/CD siguiendo las etapas que involucra una nueva o modificación de propuesta normativa con respecto al Criterio de Uso aplicable para el prorrateo del CMAG entre los Generadores.

Así también, en la resolución que aprobó la mencionada Norma Asignación se efectuó un análisis exhaustivo de la problemática, se plantearon distintas alternativas de solución y evaluó el impacto costo beneficio de la solución elegida como mejor alternativa tal como se puede corroborar en los Informes N° 111-2016-GRT y N° 455-2016-GRT.

Por lo expuesto, no corresponde a Osinergrmin adoptar otro criterio fuera de lo establecido en la Norma Asignación.

### **3.1.3. Solicitud de Aplicación de Factores de Actualización mensual a las compensaciones SST**

La actualización de las Compensaciones se rige por lo establecido en el artículo 139 del RLCE, incisos II y III del literal d), que dispone que el Costo Medio Anual (CMA) se actualiza en cada proceso regulatorio (cada 4 años) mediante los coeficientes aplicables a la fórmula de actualización referida en el artículo 28.3 de la NORMA TARIFAS. En concordancia, el artículo 27 de la NORMA TARIFAS, alineado con lo señalado en el numeral I) del literal a) del mencionado artículo 139 del Reglamento de la LCE, establece la expresión para el cálculo de las Compensaciones Mensuales (CM) asignadas a la generación.

Es fundamental diferenciar entre la recaudación mensual que efectúan los generadores y el monto total actualizado del CMA que corresponde al titular por el periodo tarifario. La recaudación mensual resulta de la mensualización del CMA, utilizando la tasa de actualización contemplada en el artículo 79 de la Ley de Concesiones Eléctricas. Esto implica que los valores de CM obtenidos al aplicar la fórmula de pagos uniformes para un periodo de 12 meses se ajustan plenamente a las disposiciones legales y normativas vigentes, por lo que no corresponde aplicar ninguna fórmula de actualización mensual.

Finalmente, es importante mencionar que, el presente análisis se complementa en el Informe Legal N° 224-2025-GRT, que sustenta la resolución que fija los peajes y compensaciones de los SST y SCT para el periodo comprendido entre mayo de 2025 y abril de 2029.

---

## **3.2. Compensaciones y Fórmula de Actualización**

Se ha procedido a determinar el valor definitivo del CMA, Compensaciones, Peajes y Fórmulas de Actualización para este tipo de instalaciones, aplicando lo dispuesto en el marco regulatorio vigente.

### **3.2.1. Cálculo del CMAG**

Conforme al análisis de las respuestas dadas por los TITULARES a las observaciones formuladas a sus propuestas, estos han mantenido errores en la actualización del CMA de las instalaciones que son total o parcialmente pagadas por los generadores y, en la determinación de las Compensaciones y Fórmulas de Actualización.

En consecuencia, el regulador ha procedido a determinar el valor definitivo del CMA, Compensaciones, Peajes y Fórmulas de Actualización para este tipo de instalaciones, aplicando lo dispuesto en el marco regulatorio vigente.

### **3.2.2. CMA de SST**

Conforme a lo establecido en la normativa vigente, el CMA de los SST es fijado por única vez, por lo que en el presente proceso regulatorio sólo corresponde la actualización del CMA de los SSTG y SSTGD de cada empresa, según la fórmula de actualización establecida en el numeral 28.3 de la NORMA TARIFAS:

$$FA = \left( a \frac{TC}{TC_0} + b \frac{IPM}{IPM_0} + c \frac{Pc}{Pc_0} + d \frac{Pal}{Pal_0} \right)$$

Donde:

- a : Porcentaje de participación del costo de procedencia extranjera (sin incluir el componente Cobre y Aluminio).
- b : Porcentaje de participación del costo de procedencia nacional (sin incluir el componente Cobre y Aluminio).
- c : Porcentaje de participación de costos del Cobre.
- d : Porcentaje de participación de costos del Aluminio.

Siendo los valores iniciales de los índices de actualización los siguientes:

Fecha	TC	IPM	Pc	Pal
Mar-09	3,161	191,563	265,984	2 240,720
Mar-13	2,589	207,345	360,659	2 010,418
Mar-17	3,249	223,923	225,333	1 627,707
Mar-21	3,758	242,379	287,417	1 716,013
Mar-25	3,677	275,905	416,667	2 446,828

Mientras que los valores de los coeficientes a, b, c y d, son los que se consignaron en los Cuadros N° G-32, N° 9-30, N° 9-7 y N° 10.3 de los Anexos G, 9 y 10 de las Resoluciones N° 136-2013-OS/CD, N° 071-2015-OS/CD, N° 129-2017- OS/CD y N° 145-2021- OS/CD, respectivamente.

Para determinar el CMA del SST, de cada TITULAR, a utilizarse en el presente proceso regulatorio, se deduce el valor del CMA de los Elementos pertenecientes a dicho SST dados de Baja entre el 24 de julio 2006 y el 31 de diciembre 2024, actualizados con la misma fórmula de actualización fijada para el CMA inicial del SST. Los resultados de la actualización del CMA de los SSTG y SSTGD, se muestran en el siguiente cuadro:

**Cuadro N° 3-1**  
**CMA SSTG, SSTGD y ST059 (Soles)**

TITULAR	SSTG, SSTGD y ST059	CMAG
REP	GD REP	24 447 603
REP	Mantaro-Lima	151 443 531
REP	SST en la SE Santa Rosa	1 157 458
REP	SST en la SE Chiclayo Oeste	424 551
REP	SST en la SE Quencoro	251 974
REP	SST en la SE Ventanilla	307 765
REP	SST en SE Paramonga Nueva	1 362 712
REP	SST Línea Quencoro – Tintaya	9 160 131
REP	SST Toquepala – Aricota	1 903 576
REP	SST Azángaro - Juliaca - Puno	6 143 124
REP	SST REP en la SE Chimbote 1	3 687 903
REP	SST Zapallal-Paramonga Nueva-Chimbote 1	2 462 222
REP	SST Independencia (Adenda 5)	124 351
REP	SST Piura Oeste - Chiclayo Oeste (Adenda 6)	33 840

TITULAR	SSTG, SSTGD y ST059	CMAG
REP	SST asociado a la Adenda 7	5 957 984
REP	SST Chiclayo Oeste - Guadalupe - Trujillo Norte (Adenda 9)	3 441 328
REP	SST asociado a la Adenda 10	764 070
REP	SST asociado a la Adenda 11	70 085
REP	SST asociado a la Adenda 14	316 036
REP	SST asociado a la Adenda 15	1 348 748
REP	SST asociado a la Adenda 16	412 615
REP	SST Chilca - San Juan	11 721 351
REP	SST asociado a la Adenda 13	473 169
REP	SST asociado a la Adenda 21	6 896 683
ANTAMINA	SST de Eteselva	193 674
CONELSUR	SST de CONELSUR	46 746 742
EGEMSA	SST EGEMSA	9 818 360
ELECTROPERÚ	SST-Electroperú	3 957 005
ENGIE	Asociado con C.H. YUNCÁN	5 649 620
ENGIE	SST ILO	4 191 085
LUZ DEL SUR	SST-Luz del Sur	888 956
SAN GABÁN	SST SAN GABÁN	9 571 838
STATKRAFT	SST Electroandes	7 298 348
STATKRAFT	SST Huanchor	1 032 166
STATKRAFT	SST Paramonga Nueva - Paramonga Existente	592 735
ISA PERU	Sistema Chiclayo Oeste - Carhuaquero	10 237 816
ISA PERU	SST de Etenorte en SE Chimbote	2 530 648
ISA PERU	SST de Eteselva	19 228 451
ISA PERU	SST Huallanca - Chimbote I	7 335 577

### 3.2.3. CMA de SCTG y SCTGD

Conforme a lo dispuesto en el numeral II), literal d), del artículo 139 del Reglamento de la LCE<sup>13</sup>, el CMA de las instalaciones tipo SCTG, SSTGD se ha establecido de forma definitiva en las regulaciones anteriores, en el presente proceso regulatorio sólo corresponde la actualización del CMA de este tipo de instalación dadas de Alta posteriormente al 23 de julio de 2006 en que se emitió la Ley N° 28832.

### 3.2.4. Compensaciones Mensuales

La Compensación Mensual (CM) se obtuvo aplicando al Costo Medio Anual asignada a la Generación (CMAG) la fórmula de pagos uniformes para un periodo de 12 meses, según la siguiente expresión:

$$CM = CMAG \left( \frac{TAM}{12} \right)$$

<sup>13</sup> El Costo Medio Anual, de las instalaciones de transmisión, a que se refiere el numeral II) del literal b) del presente Artículo, se establecerá de forma definitiva con base a los costos estándares de mercado vigentes a la fecha de su entrada en operación comercial. Este costo se actualizará en cada proceso regulatorio conjuntamente con la fijación de Compensaciones y Peajes.

Donde:

$$\text{CMAG} = 100\% \times \text{CMA}$$

En el Cuadro N° 3-3, se presenta el detalle de las Compensaciones Mensuales considerando la anualidad de la Inversión, una tasa de 12% anual y un horizonte de 30 años. Asimismo, se ha utilizado un tipo de cambio de 3,677 S/ /USD, correspondiente al 31 de marzo de 2025, según la Superintendencia de Banca, Seguros y AFP del Perú.

**Cuadro N° 3-3.**  
**Compensaciones Mensuales asignadas a la Generación (Soles)**

<b>Empresa</b>	<b>SSTG, SSTGD y ST059</b>	<b>CM Soles</b>
REP	GD REP	1 933 146
REP	Mantaro-Lima	11 975 132
REP	SST en la SE Santa Rosa	91 524
REP	SST en la SE Chiclayo Oeste	33 571
REP	SST en la SE Quencoro	19 926
REP	SST en la SE Ventanilla	24 334
REP	SST en SE Paramonga Nueva	107 754
REP	SST Línea Quencoro – Tintaya	724 325
REP	SST Toquepala – Aricota	150 525
REP	SST Azángaro – Juliaca – Puno	485 757
REP	SST REP en la SE Chimbote 1	291 619
REP	SST Zapallal-Paramonga Nueva-Chimbote 1	194 690
REP	SST Independencia (Adenda 5)	9 832
REP	SST Piura Oeste - Chiclayo Oeste (Adenda 6)	2 673
REP	SST asociado a la Adenda 7	471 127
REP	SST Chiclayo Oeste - Guadalupe - Trujillo Norte (Adenda 9)	272 116
REP	SST asociado a la Adenda 10	60 417
REP	SST asociado a la Adenda 11	5 541
REP	SST asociado a la Adenda 14	24 993
REP	SST asociado a la Adenda 15	106 648
REP	SST asociado a la Adenda 16	32 622
REP	SST Chilca - San Juan	926 850
REP	SST asociado a la Adenda 13	37 413
REP	SST asociado a la Adenda 21	545 343
ANTAMINA	SST de Eteselva	15 315
CONELSUR	SST de CONELSUR	3 696 426
EGEMSA	SST EGEMSA	776 369
ELECTROPERÚ	SST-Electroperú	312 883
ENGIE	Asociado con C.H. YUNCÁN	446 730
ENGIE	SST ILO	331 401
LUZ DEL SUR	SST-Luz del Sur	70 293
SAN GABÁN	SST SAN GABÁN	756 877
STATKRAFT	SST Electroandes	577 105
STATKRAFT	SST Huanchor	81 615
STATKRAFT	SST Paramonga Nueva - Paramonga Existente	46 871

Empresa	SSTG, SSTGD y ST059	CM Soles
ISA PERU	Sistema Chiclayo Oeste - Carhuaquero	809 539
ISA PERU	SST de Etenorte en SE Chimbote	200 110
ISA PERU	SST de Eteselva	1 520 462
ISA PERU	SST Huallanca - Chimbote 1	580 047

### 3.3. Determinación del Prorratio de la Compensación entre Generadores por el Criterio de Beneficio

Para determinar los beneficios de los generadores, tomando en consideración el título IV de la Norma Asignación de Responsabilidad, se emplean los resultados del modelo PERSEO 2.0, con los que se calcula el valor actual de las utilidades esperadas para cada generador en el periodo mayo 2025 – abril 2029; mediante la siguiente expresión:

$$VAUC_{g,l} = \sum_{m=1}^{48} \frac{Uc_{m,g,l}}{(1 + i_m)^m}$$

$$VAUS_{g,l} = \sum_{m=1}^{48} \frac{Us_{m,g,l}}{(1 + i_m)^m}$$

Donde:

$VAUC_{g,l}$  y  $VAUS_{g,l}$  : Valor actual de las utilidades esperadas del generador "g" en las condiciones "con" y "sin" la línea "l" respectivamente, expresados en unidades monetarias.

$Uc_{m,g,l}$  y  $Us_{m,g,l}$  : Utilidad esperada del generador "g" en el mes "m", en la condición con línea y sin la línea "l" respectivamente. Estos valores están contenidos en los archivos de salida del modelo PERSEO, IGT.csv e ICH.csv, para las centrales térmicas e hidráulicas respectivamente, mientras que para las Centrales RER se realiza el cálculo valorizando la energía despachada a costos marginales.

$m$  : Valor del 1 al 48, representa la cantidad de meses del período a regular.

$i_m$  : Tasa de actualización mensual, correspondiente a la Tasa anual prevista en el artículo 79 de la LCE. Es igual a 0,948879%.

Luego, el beneficio debido a la presencia de una determinada línea viene a ser la diferencia de los valores actualizados de las utilidades esperadas:

$$BEUG_{g,l} = VAUC_{g,l} - VAUS_{g,l}$$

Donde:

$BEUG_{g,l}$  : Beneficio para un generador "g" debido a la presencia de la línea "l". En caso de que el valor resulte negativo, el beneficio se considera como cero.

Finalmente, se determina las responsabilidades de pago de la instalación "l" en proporción a los beneficios de cada generador. Cabe señalar, que se tienen en cuenta los siguientes criterios para la determinación de las responsabilidades de pago:

- ✓ Los beneficios se determinan por cada titular de generación, para lo cual se suman sólo los beneficios positivos, si los tuviese, de cada una de sus centrales generadoras.
- ✓ Si los generadores cuyas porciones asignadas del CMAG, son menores que el 1% del CMAG total, se excluyen de la asignación de pago y se reparte sus CMAG<sub>i</sub> entre las demás centrales en proporción a sus porciones del CMAG.
- ✓ Los CMAG<sub>i</sub> deben ajustarse mediante la aplicación del método de Asignación Filtrada en base a la siguiente fórmula:

$$CMAG_i = f \times (0,5 \times PP_i + 0,5 \times CMAG_i)$$

Donde:

$CMAG_i$  filtrada : Asignación Filtrada: pago anual asignado al Generador "i", por un Elemento del SST o SCT existente.

$CMAG_i$  : Pago anual calculado conforme el numeral anterior, para el Generador "i", por un Elemento.

$PP_i$  : Pago Previo por el Elemento en análisis; se refiere al pago anual asignado por Osinergmin en la fijación tarifaria anterior al Generador "i", debidamente actualizado al 30 de marzo del año en que entran en vigencia las nuevas compensaciones o al segundo mes anterior en que entra en vigencia el reajuste de asignación de pago a petición de parte.

$f$  : Factor que se aplica a todos los Generadores "i" beneficiados por un Elemento para que la suma de los pagos individuales resulte igual a la suma del CMAG del Elemento.

- ✓ En caso existiese  $PP_i$  provenientes de centrales generadoras que dejaron de operar en el periodo tarifario anterior, dicho monto se prorrateara con el resto de las generadoras beneficiarias.

**Cuadro N° 3-4**  
**Compensaciones Mensuales asignadas a la Generación (Soles) - Sistema**  
**Generación / Demanda REP**

TITULAR	COMPENSACIÓN MENSUAL			
	MAY25- ABR26	MAY26- ABR27	MAY27- ABR28	MAY28- ABR29
AGRO INDUSTRIAL PARAMONGA S.A.	3 785	3 785	3 785	3 785
AGROAURORA S.A.C.	613	613	613	613
AGROINDUSTRIAS SAN JACINTO S.A.A.	15 280	15 280	15 280	15 280
ANDEAN POWER S.A.C.	1 726	1 726	1 726	1 726
BIOENERGIA DEL CHIRA S.A.	200	200	200	200
CHINANGO S.A.C.	15 834	15 834	15 834	15 834
COMPANÍA ELECTRICA EL PLATANAL S.A.	11 073	11 073	11 073	11 073
CORPORACION MINERA DEL PERU S.A.	153	153	153	153
ECORER S.A.C.	13 648	13 648	13 648	13 648
EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA AREQUIPA S.A.	209 461	209 461	209 461	209 461
EMPRESA DE GENERACION ELECTRICA DE JUNIN S.A.C	1 202	1 202	1 202	1 202
EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA DEL SUR S.A.	3 300	3 300	3 300	3 300
EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA MACHUPICCHU S.A.	35 084	35 084	35 084	35 084
EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA SAN GABÁN S.A.	43 158	43 158	43 158	43 158
EMPRESA DE GENERACION ELECTRICA SANTA ANA S.A.C.	728	728	728	728
EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA SANTA LORENZA S.A.C.	1 065	1 065	1 065	1 065
EMPRESA DE GENERACION HUALLAGA S. A.	46 276	46 276	46 276	46 276
EMPRESA DE GENERACION HUANZA S.A.	6 149	6 149	6 149	6 149
EMPRESA ELÉCTRICA AGUA AZUL S.A.	8 860	8 860	8 860	8 860
EMPRESA ELÉCTRICA RIO DOBLE S.A.	20 786	20 786	20 786	20 786
EMPRESA ELECTRICIDAD DEL PERÚ S.A. - ELECTROPERU	32 407	32 407	32 407	32 407
ENEL GENERACION PIURA S.A.	117 334	117 334	117 334	117 334
ENERGIA RENOVABLE DEL SUR S.A.	197	197	197	197
ENERGIA EOLICA S.A.	2 246	2 246	2 246	2 246
ENGIE ENERGÍA PERÚ S.A.	121 122	121 122	121 122	121 122
FENIX POWER PERÚ S.A.	69 781	69 781	69 781	69 781
GR CORTARRAMA S.A.C.	6 514	6 514	6 514	6 514
GR PAINO S.A.C.	4 000	4 000	4 000	4 000
GR VALE S.A.C.	8 299	8 299	8 299	8 299
GR TARUCA S.A.C	3 885	3 885	3 885	3 885
HIDROELÉCTRICA HUANCHOR S.A.C.	3 639	3 639	3 639	3 639
HUAURA POWER GROUP S.A.	3 381	3 381	3 381	3 381
HYDRO GLOBAL PERU S.A.C.	587	587	587	587
IBEREOLICA CARAVELÍ S.A.C.	24 233	24 233	24 233	24 233
INLAND ENERGY S.A.C.	3 324	3 324	3 324	3 324
JOYA SOLAR S.A.C.	29 956	29 956	29 956	29 956
KALLPA GENERACION S.A.	93 150	93 150	93 150	93 150
KALLPA GENERACIÓN S.A.	7 085	7 085	7 085	7 085
LA VIRGEN S.A.C.	3 621	3 621	3 621	3 621
MAJES ARCUS S.A.C.	1 208	1 208	1 208	1 208
MAJES SOL DE VERANO S.A.C.	200	200	200	200
ORAZUL ENERGY PERU S.A.	184 251	184 251	184 251	184 251
ORYGEN PERU S.A.A.	389 678	389 678	389 678	389 678
PETRAMAS S.A.C.	3 279	3 279	3 279	3 279
REPARTICIÓN ARCUS S.A.C.	1 202	1 202	1 202	1 202
SHOUGANG GENERACIÓN ELÉCTRICA S.A.A.	24 266	24 266	24 266	24 266
SINDICATO ENERGÉTICO S.A.	1 880	1 880	1 880	1 880
SL ENERGY S.A.C.	2 051	2 051	2 051	2 051
STATKRAFT PERÚ S.A.	61 553	61 553	61 553	61 553
TERMOCHILCA S.A.C.	22 057	22 057	22 057	22 057
TERMOSELVA S.R.L.	7 546	7 546	7 546	7 546
TRE PERÚ S.A.C.	260 833	260 833	260 833	260 833

Nota:

(1) La distribución de la responsabilidad de pago se revisará anualmente en cada fijación tarifaria a solicitud de los interesados, de acuerdo con lo establecido en la Segunda Disposición Transitoria de la Resolución N° 213-2017-OS/CD.

(2) En cada año tarifario, en caso se asignarán pagos a Centrales de Generación que no entren en operación comercial, dicha responsabilidad será asumida y distribuida proporcionalmente entre el resto de los generadores.

### 3.4. Sobre el SCTLN de Cerro Verde

En cuanto a las instalaciones del SCTLN de Cerro Verde, mediante Resolución N° 144-2018-OS/CD, se fijó, por única vez, el Costo Medio Anual, su fórmula de actualización y su responsabilidad de pago del Sistema Complementario de Transmisión de Libre Negociación de la empresa Sociedad Minera Cerro Verde S.A.A., calificado como SCTLN para efectos tarifarios.

En el presente proceso corresponde su debida actualización según las disposiciones indicadas en la normativa vigente.

Con base al CMA actualizado, la Compensación Mensual a cargo de la empresa Samay para el período 2025-2029, se muestra en el Cuadro N° 3-5:

**Cuadro N° 3-5**  
**Compensaciones para las Instalaciones del SCTLN de Sociedad Minera Cerro Verde S.A.A.**

<b>Titular</b>	<b>Elemento</b>	<b>Compensación Mensual (*) s/</b>	<b>Responsables de Pago</b>
Sociedad Minera Cerro Verde S.A.A.	Celda de Línea 500 kV a SET Ocoña, en la SET San José	-	-
	Celda de Línea 500 kV a SET Montalvo, en la SET San José	25 331	Samay I S.A.

(\*) Nota: Para las compensaciones mensuales no aplica fórmula de actualización.

## 4. Conclusiones y Recomendaciones

Como resultado del análisis realizado en el presente informe, los principales cambios que se han efectuado respecto al PROYECTO, son:

- Se han incorporado los Elementos para los cuales los TITULARES han cumplido con presentar las correspondientes Actas de puesta en servicio, debidamente suscritas por la División de Supervisión de Electricidad (DSE) de Osinergmin. Asimismo, se ha procedido a retirar los Elementos que cuentan con su Acta de Retiro Definitivo de Operación, en el cálculo del CMA.
- Se comprobó la existencia de inconsistencias en algunos datos de entrada en el modelo PERSEO, por lo que se procedió a actualizar la información conforme a la normativa vigente. Dado el carácter sistémico del modelamiento, dicha actualización impacta en el despacho operativo esperado y, en consecuencia, modifica los resultados del ingreso tarifario.

Como consecuencia de los cambios efectuados, en mérito a lo expresado en los párrafos anteriores, y teniendo en cuenta la normativa aplicable, se recomienda:

- Fijar el Costo Medio Anual preliminar de los Elementos que conforman el Plan de Inversiones del período comprendido entre el 01 de mayo de 2025 y el 30 de abril de 2029, por Área de Demanda y por cada titular que la conforma.
- Fijar los valores actualizados del Costo Medio Anual de los SST, aprobados en las Resoluciones N° 184-2009-OS/CD, N° 101-2010-OS/CD, N° 054-2013-OS/CD, N° 068-2015-OS/CD, N° 061-2017-OS/CD y N° 070-2021-OS/CD, incluyendo sus modificatorias.
- Establecer de forma definitiva, el Costo Medio Anual de los Elementos dados de Alta y que no fueron considerados en la última Liquidación Anual de los Ingresos por el Servicio de Transmisión Eléctrica de SST y/o SCT y actualizar dicho Costo Medio Anual según la estructura de costos de cada Elemento de transmisión puesto en servicio desde el 24 de julio 2006.
- Fijar el Costo medio Anual de las instalaciones del SCT provenientes de Contratos de Concesión de SCT, así como los correspondientes peajes, los cuales se aplicarán a partir de la puesta en operación comercial.

- Fijar el Ingreso Tarifario de determinadas instalaciones de transmisión en la red de muy alta tensión que forman parte de los SST y/o SCT.
- Fijar los Peajes y sus fórmulas de actualización por Área de Demanda, correspondientes a los SST y/o SCT asignados a la demanda.
- Fijar el Cargo de Peaje Secundario por Transmisión Equivalente en Energía-CPSEE, y su fórmula de actualización, correspondientes a las instalaciones del SST, pagadas y/o usadas por el Titular y/o por Usuarios Libres (SSTL).
- Fijar los Peajes, Compensaciones y fórmulas de actualización de los Sistemas Complementarios de Transmisión de Libre Negociación (SCTLN) de las empresas Sociedad Minera Cerro Verde S.A.A. y Consorcio Eléctrico de Villacurí S.A.C., calificados como SCTLN para efectos tarifarios.
- Fijar los Factores de Pérdidas Medias para la expansión de los Precios en Barra, a las barras de los SST y/o SCT.
- Fijar las compensaciones y sus fórmulas de actualización, de los SST y/o SCT, asignados total o parcialmente a la generación.

Los valores correspondientes a esta fijación de Peajes y Compensaciones resultantes, se muestran en los Anexos que forman parte del presente informe.



Firmado Digitalmente por:  
BUENALAYA CANGALAYA  
Severo FAU 20376082114  
hard  
Oficina: GRT  
Cargo: Gerente de  
Generación y Transmisión  
Eléctrica

/jcc-mfc-rtc-ksg-mdalcl-lss-jfp-rho-jacc-hbc-pmo

## 5. Anexos

A continuación, se presentan los siguientes anexos al informe:

<b>Anexo A</b>	CMA de los SCT y Fórmulas de Actualización.
<b>Anexo B</b>	Elementos dados de Baja de los SSTD.
<b>Anexo C</b>	CMA preliminar de los Elementos que conforman el Plan de Inversiones 2025-2029.
<b>Anexo D</b>	Ingreso Tarifario de Determinados Elementos en MAT y/o MAT/MAT.
<b>Anexo E</b>	Peajes y sus Fórmulas de Actualización.
<b>Anexo F</b>	Cargo de Peaje Secundario por Transmisión Equivalente en Energía (CPSEE) y sus Fórmulas de Actualización.
<b>Anexo G</b>	Peaje del SCTLN de Sociedad Minera Cerro Verde S.A.A.
<b>Anexo H</b>	Peaje del SCTLN de Consorcio Eléctrico de Villacurí S.A.C.
<b>Anexo I</b>	Factores de Pérdidas Medias.
<b>Anexo J</b>	Diferencias en el CMA de las instalaciones aprobadas y las instaladas que cuentan con Acta de Puesta en Servicio.
<b>Anexo K</b>	Responsabilidad de Pago por instalaciones tipo SSTG, SSTGD y ST059.
<b>Anexo L</b>	CMA, Compensaciones Mensuales y Fórmulas de Actualización.
<b>Anexo N</b>	Representación de las Ampliaciones de REP en el Modelo PERSEO.
<b>Anexo O</b>	Análisis de Opiniones y Sugerencias al PROYECTO.

## **Anexo A**

# **CMA de los SCT y Fórmulas de Actualización**

El CMA actualizado de cada uno de los Elementos puestos en servicio desde el 24 de julio de 2006, así como, el CMA definitivo de cada uno de los Elementos del SCT que no fueron considerados en la última Liquidación Anual de los Ingresos por el Servicio de Transmisión Eléctrica de SST y/o SCT, se muestran en la hoja "CMA de los SCT" del Archivo "Anexos" ubicado en la carpeta de cálculos.

A continuación, se muestra a manera de resumen, el CMA actualizado al 31 de marzo de 2025, por cada TITULAR y Área de Demanda correspondiente.

**Cuadro A.1: CMA de los SCT actualizado al 31 de marzo de 2025  
(Soles)**

ÁREA	TITULARES	MAT	MAT/AT	AT	AT/MT	TOTAL
1	ELECTRONOROESTE	-	-	3 382 035	10 061 127	13 443 162
	PUMATE	2 692 263	6 121 040	1 125 123	128 456	10 066 881
	REP	-	7 885 302	-	93 873	7 979 175
	<b>TOTAL ÁREA</b>	<b>2 692 263</b>	<b>14 006 342</b>	<b>4 507 157</b>	<b>10 283 456</b>	<b>31 489 218</b>
2	COELVISAC	3 262 126	1 647 480	1 195 217	365 926	6 470 749
	ELECTRO ORIENTE	876 225	214 006	-	267 050	1 357 281
	ELECTRONORTE	1 209 997	212 080	6 223 381	7 112 477	14 757 935
	PEOT	-	-	331 952	-	331 952
	REP	-	3 508 724	693 861	129 197	4 331 781
	<b>TOTAL ÁREA</b>	<b>5 348 347</b>	<b>5 582 290</b>	<b>8 444 411</b>	<b>7 874 650</b>	<b>27 249 698</b>
3	ELECTRONORTE	-	-	-	150 066	150 066
	HIDRANDINA	3 875 097	5 924 356	5 490 363	11 329 634	26 619 449
	REP	-	8 041 483	49 373	30 801	8 121 657
	<b>TOTAL ÁREA</b>	<b>3 875 097</b>	<b>13 965 839</b>	<b>5 539 736</b>	<b>11 510 501</b>	<b>34 891 173</b>
4	ELECTRO ORIENTE	1 701 723	931 823	4 581 433	1 498 599	8 713 578
	<b>TOTAL ÁREA</b>	<b>1 701 723</b>	<b>931 823</b>	<b>4 581 433</b>	<b>1 498 599</b>	<b>8 713 578</b>
5	CONELSUR	-	-	-	187 651	187 651
	ELECTRO DUNAS	1 571 466	2 423 905	692 146	281 872	4 969 390
	ELECTROCENTRO	-	719 551	14 932 022	7 695 362	23 346 935
	REP	864 290	5 335 578	-	723 505	6 923 374
	STATKRAFT	-	815 510	611 434	179 771	1 606 714
	TRANSMANTARO	15 987 437	7 998 956	2 388 741	-	26 375 134
	<b>TOTAL ÁREA</b>	<b>18 423 194</b>	<b>17 293 500</b>	<b>18 624 343</b>	<b>9 068 160</b>	<b>63 409 197</b>
6	CONELSUR	1 503 986	1 042 997	241 107	110 981	2 899 072
	PLUZ ENERGIA	36 414 861	44 132 024	110 869 233	55 059 067	246 475 185
	REP	-	5 376 732	1 154 574	-	6 531 306
	REP_AdicRAG	150 300	1 988 932	-	-	2 139 232
	STATKRAFT	930 537	-	-	-	930 537
	<b>TOTAL ÁREA</b>	<b>38 999 684</b>	<b>52 540 685</b>	<b>112 264 913</b>	<b>55 170 048</b>	<b>258 975 331</b>
7	CONELSUR	-	-	4 360 315	-	4 360 315
	LUZ DEL SUR	160 333 106	58 015 757	152 215 652	43 334 346	413 898 860
	REP	2 182 953	-	1 239 793	-	3 422 746
	TRANSMANTARO	25 627 728	-	-	-	25 627 728
	<b>TOTAL ÁREA</b>	<b>188 143 788</b>	<b>58 015 757</b>	<b>157 815 760</b>	<b>43 334 346</b>	<b>447 309 650</b>
8	ADINELSA	-	-	-	142 694	142 694

ÁREA	TITULARES	MAT	MAT/AT	AT	AT/MT	TOTAL
	COELVISAC	-	-	2 688 890	2 979 025	5 667 915
	ELECTRO DUNAS	-	-	2 849 176	8 546 973	11 396 149
	REP	1 663 381	12 039 114	590 263	-	14 292 758
	SEAL	-	-	550 723	857 636	1 408 358
	TRANSMANTARO	10 091 906	7 467 553	2 762 540	149 471	20 471 471
	<b>TOTAL ÁREA</b>	<b>11 755 288</b>	<b>19 506 667</b>	<b>9 441 591</b>	<b>12 675 800</b>	<b>53 379 346</b>
9	ELECTROSUR	-	-	-	89 253	89 253
	SEAL	6 339 467	5 977 267	3 464 909	10 463 419	26 245 062
	<b>TOTAL ÁREA</b>	<b>6 339 467</b>	<b>5 977 267</b>	<b>3 464 909</b>	<b>10 552 672</b>	<b>26 334 315</b>
10	EGEMSA	-	-	-	879 137	879 137
	ELECTRO SUR ESTE	10 842 713	1 503 974	7 414 109	6 885 901	26 646 697
	REP	1 535 085	2 979 217	609 631	170 597	5 294 530
	<b>TOTAL ÁREA</b>	<b>12 377 798</b>	<b>4 483 191</b>	<b>8 023 740</b>	<b>7 935 635</b>	<b>32 820 364</b>
11	ELECTROPUNO	-	-	4 189 297	1 162 730	5 352 026
	REP	370 076	3 428 732	-	2 228 178	6 026 987
	<b>TOTAL ÁREA</b>	<b>370 076</b>	<b>3 428 732</b>	<b>4 189 297</b>	<b>3 390 908</b>	<b>11 379 013</b>
12	ELECTROSUR	-	769 495	101 213	1 034 348	1 905 056
	<b>TOTAL ÁREA</b>	<b>-</b>	<b>769 495</b>	<b>101 213</b>	<b>1 034 348</b>	<b>1 905 056</b>
13	ELECTROSUR	-	-	2 950 489	2 406 279	5 356 768
	<b>TOTAL ÁREA</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>2 950 489</b>	<b>2 406 279</b>	<b>5 356 768</b>
14	ELECTRO UCAYALI	-	-	2 169 478	1 039 425	3 208 903
	<b>TOTAL ÁREA</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>2 169 478</b>	<b>1 039 425</b>	<b>3 208 903</b>
15	ISA PERÚ	8 378 642	3 907 202	7 178 037	-	19 463 881
	REDESUR	3 187 849	2 100 547	-	-	5 288 397
	REP	102 653 478	2 272 397	-	-	104 925 875
	TESUR 3	13 813 593	1 347 520	-	-	15 161 112
	<b>TOTAL ÁREA</b>	<b>128 033 562</b>	<b>9 627 666</b>	<b>7 178 037</b>	<b>-</b>	<b>144 839 265</b>

Nota: El cuadro incluye valores de Contratos de Concesión SCT.

**Los índices iniciales para la actualización de los CMA, son los siguientes:**

**Cuadro A.2: Índices Iniciales para Actualizar el CMA de los Elementos del SCT**

Oportunidad de puesta en servicio del Elemento de Transmisión	Índices Iniciales para Actualización			
	Tc <sub>0</sub>	IPM <sub>0</sub>	Cu <sub>0</sub>	Al <sub>0</sub>
De julio 2006 a abril 2009	3,1610	191,5631	265,9842	2 240,7204
De mayo 2009 a diciembre 2009	3,1610	191,5631	265,9842	2 240,7204
En el transcurso del año 2010	2,8910	188,5078	207,7008	1 599,2420
En el transcurso del año 2011	2,8090	197,1176	327,4167	2 119,8072
En el transcurso del año 2012	2,6970	209,4606	409,7158	2 449,4288
En el transcurso del año 2013	2,5510	208,2217	358,5917	2 025,2736
En el transcurso del año 2014	2,7960	211,4574	337,4879	1 889,6989
En el transcurso del año 2015	2,9890	214,5729	315,4791	1 827,7293
En el transcurso del año 2016	3,4130	220,1306	263,3754	1 744,1111
En el transcurso del año 2017	3,3600	224,3467	214,3095	1 561,0764
En el transcurso del año 2018	3,2450	223,0259	270,0833	1 906,1004
En el transcurso del año 2019	3,3790	230,2147	301,0000	2 137,5722

Oportunidad de puesta en servicio del Elemento de Transmisión	Índices Iniciales para Actualización			
	Tc <sub>0</sub>	IPM <sub>0</sub>	Cu <sub>0</sub>	Al <sub>0</sub>
En el transcurso del año 2020	3,3170	229,9486	273,8333	1 820,2730
En el transcurso del año 2021	3,6240	233,5352	269,1667	1666,6756
En el transcurso del año 2022	3,9980	265,2390	405,3333	2341,5075
En el transcurso del año 2023	3,8200	283,8778	411,1667	2759,5021
En el transcurso del año 2024	3,7130	280,9126	383,9167	2278,3529

**Nota:** Los índices iniciales desde julio 2006 hasta diciembre de 2009, corresponden a marzo del año 2009, fecha en la cual se desarrolló la primera regulación de la fijación de peajes y compensaciones de los SST y SCT, periodo 2009-2013, que comprendía las instalaciones ejecutadas a partir de la vigencia de la Ley N° 28832 (año 2006). Para los siguientes años, los índices iniciales corresponden al 31 de diciembre del año anterior al de la aprobación de la Base de Datos de Módulos Estándares de Inversión en Transmisión, vigente en la fecha de la puesta en servicio del Elemento.

## **Anexo B**

### **Elementos dados de Baja de los SSTD**

Los Elementos dados de Baja de los SSTD desde el 24 de julio de 2006, los mismos que cuentan con su respectiva Acta de Retiro Definitivo de Operación o Acta de Verificación de Baja, según corresponda, y que fueron considerados en las diferentes Procesos de Liquidación Anual de los Ingresos por el Servicio de Transmisión Eléctrica de SST y/o SCT, y aquellas Bajas que no fueron consideradas en la última liquidación, se muestran en la hoja "Bajas" del Archivo "Anexos", ubicado en la carpeta de cálculos.

**Anexo C**  
**CMA Preliminar de los Elementos que conforman el**  
**Plan de Inversiones 2025-2029**

El CMA preliminar de los Elementos que conforman el Plan de Inversiones 2025-2029, se muestran en la hoja "CMA Preliminar" del Archivo "Anexos" ubicado en la carpeta de cálculos.

A continuación, se muestra a manera de resumen, el CMA preliminar por nivel de tensión, por cada TITULAR y Área de Demanda correspondiente.

**Cuadro C.1: CMA preliminar de los Elementos que conforman el Plan de Inversiones 2025-2029  
(Soles)**

ÁREA	TITULARES	MAT	MAT/AT	AT	AT/MT	TOTAL
1	ELECTRONOROESTE	-	-	327 553	2 269 492	2 597 045
	<b>TOTAL ÁREA</b>	-	-	<b>327 553</b>	<b>2 269 492</b>	<b>2 597 045</b>
2	COELVISAC	2 570 440	1 766 476		277 084	4 613 999
	ELECTRO ORIENTE	-	-	4 213 278	2 845 336	7 058 614
	ELECTRONORTE	-	649 457	-	1 911 948	2 561 405
	PEOT	-	-	-	1 230 783	1 230 783
	<b>TOTAL ÁREA</b>	<b>2 570 440</b>	<b>2 415 933</b>	<b>4 213 278</b>	<b>6 265 150</b>	<b>15 464 800</b>
3	HIDRANDINA	-	-	-	2 571 217	2 571 217
	<b>TOTAL ÁREA</b>	-	-	-	<b>2 571 217</b>	<b>2 571 217</b>
4	ELECTRO ORIENTE	-	1 709 396	-	1 794 036	3 503 432
	<b>TOTAL ÁREA</b>	-	<b>1 709 396</b>	-	<b>1 794 036</b>	<b>3 503 432</b>
5	ELECTROCENTRO	-	-	-	1 879 279	1 879 279
	STATKRAFT	-	272 813	-	158 376	431 188
	<b>TOTAL ÁREA</b>	-	<b>272 813</b>	-	<b>2 037 654</b>	<b>2 310 467</b>
6	ADINELSA	-	-	-	283 085	283 085
	PLUZ ENERGÍA	7 407 751	11 828 227	15 611 088	22 908 727	57 755 793
	<b>TOTAL ÁREA</b>	<b>7 407 751</b>	<b>11 828 227</b>	<b>15 611 088</b>	<b>23 191 812</b>	<b>58 038 877</b>
7	LUZ DEL SUR	-	-	16 897 263	21 154 973	38 052 236
	<b>TOTAL ÁREA</b>	-	-	<b>16 897 263</b>	<b>21 154 973</b>	<b>38 052 236</b>
8	ADINELSA	-	-	-	138 467	138 467
	COELVISAC	-	-	2 404 395	1 487 006	3 891 401
	ELECTRO DUNAS	718 687	1 914 040	1 087 643	3 230 694	6 951 064
	SEAL	3 277 891	1 904 702	-	205 117	5 387 710
	<b>TOTAL ÁREA</b>	<b>3 996 578</b>	<b>3 818 742</b>	<b>3 492 037</b>	<b>5 061 284</b>	<b>16 368 642</b>
9	SEAL	3 256 926	3 394 742	53 661	1 613 356	8 318 685
	<b>TOTAL ÁREA</b>	<b>3 256 926</b>	<b>3 394 742</b>	<b>53 661</b>	<b>1 613 356</b>	<b>8 318 685</b>
10	EGEMSA	-	635 745	-	-	635 745

ÁREA	TITULARES	MAT	MAT/AT	AT	AT/MT	TOTAL
	ELECTROSURESTE	-	2 986 018	91 620	1 191 161	4 268 800
	<b>TOTAL ÁREA</b>	-	<b>3 621 763</b>	<b>91 620</b>	<b>1 191 161</b>	<b>4 904 544</b>
11	ELECTROPUNO	-	-	2 096	1 882 793	1 884 889
	<b>TOTAL ÁREA</b>	-	-	<b>2 096</b>	<b>1 882 793</b>	<b>1 884 889</b>
13	COELVISAC	-	-	1 619 893	2 679 858	4 299 752
	ELECTROSUR	-	-	-	271 911	271 911
	<b>TOTAL ÁREA</b>	-	-	<b>1 619 893</b>	<b>2 951 769</b>	<b>4 571 662</b>
14	ELECTRO UCAYALI	-	-	-	636 890	636 890
	<b>TOTAL ÁREA</b>	-	-	-	<b>636 890</b>	<b>636 890</b>

Nota 1: De conformidad con lo establecido en el numeral ii) del literal d) del artículo 139 del RLCE, el Costo Medio Anual fijado de forma preliminar se fija en forma definitiva considerando la fecha de su entrada en operación comercial de cada Elemento.

Nota 2: El tipo de cambio utilizado para la actualización de los CMA corresponde al 31 de marzo de 2025.

**Anexo D**  
**Ingresos Tarifarios de Determinados Elementos en MAT**  
**y/o MAT/MAT**

Los Ingresos Tarifarios por año de determinadas instalaciones MAT y/o MAT/MAT, ubicados en cada una de las Áreas de Demanda, directamente conectados entre dos barras para las cuales se han fijado Precios en Barra, son los que muestran en el cuadro siguiente.

**Cuadro D.1: Ingresos Tarifarios de Instalaciones MAT y/o MAT/MAT  
(Soles)**

Área	TITULARES	Elemento	Año1	Año 2	Año 3	Año4
1	REP	Talara 220 kV - Zorritos 220 kV	-	-	-	-
1	REP	Talara 220 kV - Pariñas 220kV	-	-	-	-
1	REP	Pariñas 220kV - Zorritos 220 kV	25 417	25 968	23 726	20 323
2	ELECTRONORTE	Carhuaquero 138 kV - Cutervo 138 kV	560	-	616	8 460
2	ELECTRONORTE	Cutervo 138 kV - Jaen 138 kV	382	-	590	11 005
2	ELECTRONORTE	Carhuaquero 220 kV - Carhuaquero 138 kV	1 149	1 184	1 183	789
3	CONELSUR	Trujillo 220 kV - Cajamarca 220kV	3 676	4 041	5 694	7 350
5	REP	Tingo María 138 kV - Aucayacu 138 kV	-	-	-	-
5	REP	Aucayacu 138 kV - Tocache 138 kV	-	-	-	-
5	STATKRAFT	Caripa 138 kV - Oroya Nueva 138 kV	785	-	-	327
5	REP	Tingo María 220 kV - Tingo María 138 kV	-	-	557	3 423
6	REP_AdicRAG	Paramonga Nueva 220 kV - Paramonga Nueva 138 kV	1 736	1 051	1 371	2 025
6	STATKRAFT	Paramonga Nueva 138 kV - Paramonga Existente 138 kV	4 873	2 959	3 853	5 693
8	REP_AdicRAG	Independencia 220 kV Ira T - Ica 220 kV Ira T	568	215	-	-
8	REP_AdicRAG	Ica 220 kV - Nazca Nueva 220kV	-	-	-	-
8	REP_AdicRAG	Nazca Nueva 220kV - Marcona 220 kV	-	-	-	-
8	TRANSMANTARO	Independencia 220 kV 2da T - Ica 220 kV 2da T	568	215	-	-
8	TRANSMANTARO	Desierto 220 kV - Chinchá Nueva 220 kV	-	-	-	-
8	TRANSMANTARO	Chinchá Nueva 220 kV - Independencia 220 kV	2 578	1 998	169	-
10	ELECTRO SUR ESTE	San Gabán 138 kV - Mazuko 138 kV	12 332	6 878	2 748	1 497
10	ELECTRO SUR ESTE	Mazuko 138 kV - Puerto Maldonado 138 kV	18 254	12 236	5 199	2 168
12	ENGIE	Moquegua 220 kV - Moquegua 138 kV	92 229	87 770	79 251	82 175
12	ENGIE	Moquegua 138 kV E - Toquepala 138 kV E	-	-	-	-
12	REP	Moquegua 138 kV R - Toquepala 138 kV R	1 335	1 441	-	-
12	REP	Toquepala 138 kV R - Toquepala 138 kV E	-	-	-	-
12	ENGIE	Moquegua 138 kV - Botiflaca 138 kV	53 662	39 531	9 080	8 341
15	REP	Callalli 138 kV - Tintaya 138 kV	-	-	-	-
15	REP	Santuario 138 kV - Callalli 138 kV	35 085	41 222	40 092	3 935
15	REP	Socabaya 138 kV GD - Santuario 138 kV GD	-	43	-	-
15	REP	Socabaya 138 kV - Cerro Verde 138 kV	-	-	-	-
15	REP	Piura 220 kV Ira T - Felam 220kV	-	-	-	-
15	REP	Piura Nueva 220kV - Piura 220 kV Ira T	145 312	146 495	143 147	126 663
15	REP	Piura Nueva 220kV - Felam 220kV	-	-	-	-
15	REP	Piura Nueva 220kV - La Niña 220 kV	-	55	119	-
15	REP	La Niña 220 kV - Felam 220kV	14	-	-	-
15	REP	Felam 220kV - Chiclayo 220 kV Ira T	-	-	-	-
15	REP	Piura 220 kV 2da T - La Niña 220 kV	-	-	-	-
15	REP	Piura Nueva 220kV - Piura 220 kV 2da T	145 312	146 495	143 147	126 663
15	REP	Piura Nueva 220kV - La Niña 220 kV	-	55	119	-
15	REP	La Niña 220 kV - Chiclayo 220 kV 2da T	3	-	-	-
15	REP	Chiclayo 220 kV - Reque 220 kV	957	-	189	1 633
15	REP	Reque 220 kV - Guadalupe 220 kV	-	-	148	168
15	REP	Trujillo 220 kV - Guadalupe 220 kV	-	-	3 672	3 565
15	REP	Chimbote 220 kV - Trujillo 220 kV	-	-	-	-
15	REP	Chimbote 220 kV - Trujillo 220 kV	-	-	-	-
15	REP	Ventanilla 220 kV - Zapallal 220 kV	2 271	1 953	206	-
15	REP	Ventanilla 220 kV - Zapallal 220 kV	2 271	1 953	206	-
15	REP	Ventanilla 220 kV - Chavarría 220 kV	889	1 831	1 771	1 289
15	REP	Ventanilla 220 kV - Chavarría 220 kV	889	1 831	1 771	1 289
15	REP	Ventanilla 220 kV - Chavarría 220 kV	835	1 719	1 652	1 215
15	REP	Ventanilla 220 kV - Chavarría 220 kV	835	1 719	1 652	1 215
15	REP	Zapallal 220 kV - Lomera 220 kV	5 172	5 120	2 777	12 102
15	REP	Lomera 220 kV - Huacho 220 kV	1 252	-	-	4 727

Área	TITULARES	Elemento	Año1	Año 2	Año 3	Año4
15	REP	Paramonga Nueva 220 kV - Medio Mundo 220 kV	11 558	10 997	9 200	12 856
15	REP	Medio Mundo 220 kV - Huacho 220 kV	21 157	20 057	19 490	28 126
15	REP	Paramonga Nueva 220 kV - Chimbote 220 kV	231 669	233 280	276 173	328 458
15	REP	Pachachaca 220 kV - Pomacocha 220 kV	4 326	4 793	1 018	1 176
15	REP	Chilca REP 220kV - Independencia 220 kV 3ra T	-	-	-	-

**Nota:** La asignación de responsabilidad de pago de estos Ingresos Tarifarios se efectúa según lo establecido en el numeral 22.3 de la NORMA TARIFAS.

Los años indicados corresponden al periodo 01 de mayo de cada año al 30 de abril del siguiente año.

## **Anexo E**

# **Peajes y sus Fórmulas de Actualización**

Los Peajes Acumulados por nivel de tensión y su fórmula de actualización por cada TITULAR y Área de Demanda, son los que muestran en el cuadro siguiente.

**Cuadro E.I: Peajes Acumulados por nivel de tensión  
(Ctm. S//kWh)**

ÁREA	TITULARES	Acumulado en MAT	Acumulado en AT	Acumulado en MT
1	ADINELSA	0,0000	0,0350	0,0747
	ELECTRONOROESTE	0,0000	0,3986	1,1247
	ELECTROPERÚ	0,0000	0,0054	0,0090
	PUMATE	0,0987	0,4070	0,4130
	REP	0,0286	0,3873	0,3917
	<b>TOTAL ÁREA</b>	<b>0,1273</b>	<b>1,2333</b>	<b>2,0131</b>
2	ADINELSA	0,0000	0,0291	0,0788
	PEOT	0,0000	0,1312	0,2009
	ELECTRONORTE	0,0702	0,4807	1,0376
	REP	0,0000	0,2583	0,2658
	ELECTRO ORIENTE	0,0509	0,1087	0,1639
	COELVISAC	0,1322	0,2685	0,2843
	<b>TOTAL ÁREA</b>	<b>0,2533</b>	<b>1,2765</b>	<b>2,0313</b>
3	CHAVIMOCCHIC	0,0000	0,0036	0,0068
	HIDRANDINA	0,1348	0,7603	1,3191
	REP	0,0034	0,2365	0,2385
	CTA	0,0159	0,0159	0,0159
	ISA PERÚ	0,0077	0,0323	0,0414
	CONELSUR	0,0062	0,0198	0,0198
	ELECTRONORTE	0,0000	0,0000	0,0047
	<b>TOTAL ÁREA</b>	<b>0,1680</b>	<b>1,0684</b>	<b>1,6462</b>
4	ELECTRO ORIENTE	1,0714	2,2896	2,8721
	<b>TOTAL ÁREA</b>	<b>1,0714</b>	<b>2,2896</b>	<b>2,8721</b>
5	ADINELSA	0,0087	0,0452	0,0786
	UNACEM	0,0046	0,0106	0,0106
	TRANSMISORA SUR ANDINO	0,0000	0,0000	0,0000
	CONELSUR	0,0000	0,0085	0,0335
	STATKRAFT	0,0233	0,7093	0,9551
	ELECTROCENTRO	0,0015	0,8637	1,6628
	ELECTRO DUNAS	0,0326	0,1500	0,1665
	ELECTROPERÚ	0,0063	0,0063	0,0063

ÁREA	TITULARES	Acumulado en MAT	Acumulado en AT	Acumulado en MT
	REP	0,0234	0,2265	0,2751
	TRANSMANTARO	0,0868	0,2281	0,2281
	SHAQSHA	0,0000	0,0822	0,1081
	<b>TOTAL ÁREA</b>	<b>0,1872</b>	<b>2,3304</b>	<b>3,5247</b>
6	ADINELSA	0,0000	0,0007	0,0012
	STATKRAFT	0,0039	0,0039	0,0103
	PLUZ ENERGÍA	0,3646	2,0782	2,8903
	HIDRANDINA	0,0000	0,0022	0,0027
	REP	0,0002	0,0590	0,0590
	CONELSUR	0,0134	0,0247	0,0259
	REP_ADICRAG	0,0005	0,0069	0,0069
<b>TOTAL ÁREA</b>	<b>0,3826</b>	<b>2,1756</b>	<b>2,9963</b>	
7	LUZ DEL SUR	1,2173	3,4164	4,0814
	CONELSUR	0,0000	0,0362	0,0362
	REP	0,0161	0,0264	0,0264
	TRANSMANTARO	0,0857	0,0857	0,0857
	<b>TOTAL ÁREA</b>	<b>1,3191</b>	<b>3,5647</b>	<b>4,2297</b>
8	ADINELSA	0,0000	0,0014	0,0072
	COELVISAC	0,0000	0,0999	0,2303
	ELECTRO DUNAS	0,0000	0,3748	0,9094
	REP_ADICRAG	0,1780	0,2788	0,2788
	SEAL	0,0000	0,0234	0,0571
	TRANSMANTARO	0,1320	0,4571	0,4621
	REP	0,0341	0,4881	0,4881
<b>TOTAL ÁREA</b>	<b>0,3441</b>	<b>1,7235</b>	<b>2,4330</b>	
9	EGASA	0,0138	0,0588	0,0588
	ELECTROSUR	0,0000	0,0050	0,0113
	REP	0,0029	0,0167	0,0167
	SEAL	0,1285	0,8602	1,7657
	CONELSUR	0,0178	0,0288	0,0288
	<b>TOTAL ÁREA</b>	<b>0,1630</b>	<b>0,9695</b>	<b>1,8813</b>
10	EGEMSA	0,0000	0,0682	0,2769
	ELECTRO SUR ESTE	0,2400	1,1933	1,9856
	REP	0,0430	0,3798	0,4269

ÁREA	TITULARES	Acumulado en MAT	Acumulado en AT	Acumulado en MT
	<b>TOTAL ÁREA</b>	<b>0,2830</b>	<b>1,6413</b>	<b>2,6894</b>
11	ELECTROPUNO	0,0000	0,8175	1,1397
	REP	0,0465	0,6655	1,0669
	<b>TOTAL ÁREA</b>	<b>0,0465</b>	<b>1,4830</b>	<b>2,2066</b>
12	ELECTROSUR	0,0000	0,5258	1,5689
	ENGIE	0,3563	0,3563	0,3563
	<b>TOTAL ÁREA</b>	<b>0,3563</b>	<b>0,8821</b>	<b>1,9252</b>
13	EGESUR	0,0000	0,0060	0,0060
	ELECTROSUR	0,0000	0,8959	1,6741
	<b>TOTAL ÁREA</b>	<b>0,0000</b>	<b>0,9019</b>	<b>1,6801</b>
14	ELECTRO UCAYALI	0,0000	0,5187	1,0065
	<b>TOTAL ÁREA</b>	<b>0,0000</b>	<b>0,5187</b>	<b>1,0065</b>
15	REP	0,0936	0,0970	0,0970
	ISA	0,0106	0,0304	0,0304
	TESUR 3	0,0113	0,0129	0,0129
	REDESUR	0,0019	0,0037	0,0037
	<b>TOTAL ÁREA</b>	<b>0,1174</b>	<b>0,1440</b>	<b>0,1440</b>

Fuente: Formato "F-515" de los archivos "F-500", para cada Área de Demanda.

**Cuadro E.2: Coeficientes de Fórmula de Actualización de Peajes por Área de Demanda**

ÁREA	a	b	c	d
1	0,2772	0,6567	0,0382	0,0279
2	0,2494	0,6922	0,0327	0,0257
3	0,2305	0,7016	0,0357	0,0322
4	0,1942	0,7462	0,0145	0,0451
5	0,3023	0,6495	0,0209	0,0273
6	0,2641	0,6271	0,1001	0,0087
7	0,1981	0,6489	0,1487	0,0043
8	0,2836	0,6248	0,0285	0,0631
9	0,2480	0,6898	0,0361	0,0261
10	0,2385	0,7053	0,0227	0,0335
11	0,2173	0,7323	0,0333	0,0171
12	0,5128	0,4040	0,0509	0,0323
13	0,2495	0,7014	0,0225	0,0266
14	0,2196	0,7193	0,0376	0,0235
15	0,2866	0,6129	0,0113	0,0892

Fuente: Formato "F-522" de los archivos "F-500", para cada Área de Demanda.

Los coeficientes a, b, c y d, corresponden a la fórmula del factor de actualización (FA), siguiente:

$$FA = \left( a \frac{Tc}{Tc_o} + b \frac{IPM}{IPM_o} + c \frac{Pc}{Pc_o} + d \frac{Pal}{Pal_o} \right)$$

- a : Porcentaje de participación del costo de procedencia extranjera (sin incluir el componente Cobre y Aluminio).
- b : Porcentaje de participación del costo de procedencia nacional (sin incluir el componente Cobre y Aluminio).
- c : Porcentaje de participación de costos del Cobre.
- d : Porcentaje de participación de costos del Aluminio.

Donde los valores iniciales, de los índices de actualización, son los siguientes:

**Cuadro E.3: Índices Iniciales**

Índices Iniciales para Actualización			
Tc <sub>o</sub>	IPM <sub>o</sub>	Cu <sub>o</sub>	Al <sub>o</sub>
3,677	275,9048	416,6667	2446,8282

Nota: Los índices iniciales corresponden al 31 de marzo del año 2025

- TC = Tipo de Cambio. Valor de referencia para el Dólar de los Estados Unidos de América, determinado la Superintendencia de Banca y Seguros del Perú, correspondiente a la "COTIZACIÓN DE OFERTA Y DEMANDA – TIPO DE CAMBIO PROMEDIO PONDERADO" o el que lo reemplace. Se tomará en cuenta el valor venta al último día hábil del mes anterior, publicado en el Diario Oficial El Peruano.
- IPM = Índice de Precios al Por Mayor, publicado por el Instituto Nacional de Estadística e Informática. Se tomará el valor del último mes al de su aplicación, publicado en el Diario Oficial El Peruano.
- Pcu = Índice del Precio del Cobre, calculado como el promedio del precio medio mensual de los últimos 12 meses de la libra de cobre en la Bolsa de Metales de Londres. Para estos efectos se considerarán los doce meses que terminan con el segundo mes anterior a aquel en que los CMA resultantes serán aplicados. Para la obtención de este indicador se tomará en cuenta la cotización de la libra de cobre Londres en ctv. USD/lb, publicado en la Nota Semanal del Banco Central de Reserva del Perú "Cotizaciones CIF de Productos (Datos promedio del periodo)".
- Pal = Índice del precio del Aluminio calculado como el promedio del precio semanal de la tonelada de aluminio de las últimas cincuenta y dos (52) semanas en la Bolsa de Metales de Londres. Para estos efectos se considerará las últimas 52 semanas que terminan con la cuarta semana del segundo mes anterior a aquel en que los CMA serán aplicados. Para la obtención de este indicador se tomará en cuenta el valor promedio semanal (week avg.) de la tonelada de aluminio del London Metal Exchange (LME HG Cash) publicado por la revista Platt's Metals Week.

El Factor de Actualización se aplicará en las condiciones establecidas en la LCE y su Reglamento.

**Anexo F**  
**Cargo de Peaje Secundario por Transmisión**  
**Equivalente en Energía (CPSEE) y sus Fórmulas de**  
**Actualización**

**PEAJE SECUNDARIO POR TRANSMISIÓN EQUIVALENTE EN ENERGÍA-CPSEE****Cuadro F.1.- CPSEE y PEAJE del SSTL de CONELSUR AD03 (antes CONENHUA)**

Subestación Base	Instalaciones Secundarias del CPSEE	Cargo CPSEE Ctm. S//kW.h	Responsabilidad de Pago
Trujillo Norte	LT 220 kV Trujillo Norte – Cajamarca Norte	0,0063	Área de Demanda 3(*)
		1,2837	Clientes Libres
Cajamarca Norte	Transformador 220/60/10 kV en SET Cajamarca Norte	0,0136	Área de Demanda 3(*)
		0,1782	Cliente Libre Yanacocha
	LT 60 kV Cajamarca Norte – Pajuela	0,1770	Cliente Libre Yanacocha

(\*) Agregado al Peaje del Área de Demanda 3

**Cuadro F.2.- CPSEE del SSTL de CONELSUR AD07**

Tensión	Cargo CPSEE ctm S/ /kWh	Responsabilidad de Pago
MAT	0,0335	Cliente Libre Cajamarquilla

**Cuadro F.3.- CPSEE del SSTL de AYMARAES**

Tensión	Cargo Acumulado CPSEE ctm S/ /kWh	Responsabilidad de Pago
Acumulado en AT	2,1380	Clientes Libres
Acumulado en MT	2,1380	

**Cuadro F.4.- CPSEE y PEAJES del SSTL de CTA**

Subestación Base	Instalaciones del SSTL de CTA	Cargo CPSEE Ctm. S//kWh	Responsabilidad de Pago
Huallanca 138 kV	Tramo de LT-1127 entre SET Huallanca y Pto. de Derivación a SET Huaraz Oeste	0,0159	Área de Demanda 3(*)
	Resto del SSTL de CTA	0,0972	Mina Pierina (**)

(\*) Agregado al Peaje del Área de Demanda 3.

(\*\*) Aplica sólo si no existe contrato de servicio de transmisión vigente entre CTA y Barrick (Mina Pierina), suscrito antes del 21 de diciembre de 1999 (Ley 27239).

La actualización del CPSEE de las empresas CONELSUR, AYMARAES y CTA, se realizará con la misma fórmula establecida para su CMA, consignada en el Cuadro 5-9 del presente informe.

Estos Factores de Actualización se aplicarán, para el sistema correspondiente, si se incrementan o disminuyen en más de 5% respecto al valor del mismo factor correspondiente a la última actualización, sin que ello implique la aplicación de los Factores de Actualización establecidos para la cadena de producción de la electricidad que se rigen por sus propios Factores de Actualización y condiciones de aplicación.

**Anexo G**  
**Peaje del SCTLN de Sociedad Minera Cerro Verde S.A.A.**

**Cuadro G.1: Peajes para las instalaciones del SCTLN de Sociedad Minera Cerro Verde S.A.A. (\*)**

Titular	Elemento	Peaje Ctm. S//kWh	Responsable de Pago
Sociedad Minera Cerro Verde S.A.A.	Dos Celdas de Línea de 500 kV en la SET San José	0,0645	Sociedad Minera Cerro Verde S.A.A.

(\*) Los valores se aplican sólo si SMCV transfiere las instalaciones de la SET San José a otro titular de transmisión y/o no existe contrato por el servicio de transmisión entre el titular de la instalación y la minera Cerro Verde. La actualización de los peajes, en caso corresponda la aplicación de dichos peajes, utilizará la fórmula de actualización establecida anteriormente para su CMA, la cual se aplicará, si se incrementan o disminuyen en más de 5% respecto al valor del mismo factor correspondiente a la última actualización.

**Cuadro G.2: Coeficientes de la Fórmula de Actualización**

	a	b	c	d
Celdas de línea 500 kV en la SET San José	0,4299	0,5608	0,0093	0,0000

Nota: Se consideran los indicadores en base a su participación según se indican en los módulos estándares.

Donde:

- a : Porcentaje de participación del costo de procedencia extranjera (sin incluir el componente Cobre y Aluminio).
- b : Porcentaje de participación del costo de procedencia nacional (sin incluir el componente Cobre y Aluminio).
- c : Porcentaje de participación de costos del Cobre.
- d : Porcentaje de participación de costos del Aluminio.

Los coeficientes a, b, c y d corresponden a la fórmula del factor de actualización, definida en el numeral 28.3 de la norma "Tarifas y Compensaciones para los SST y SCT", aprobada con la Resolución N° 217-2013-OS/CD.

Dicho factor de actualización, se aplicará en las condiciones establecidas en la Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento, según corresponda.

**Cuadro G.3: Índices Iniciales de la Fórmula de Actualización**

Índices Iniciales para Actualización			
T <sub>co</sub>	IPM <sub>o</sub>	Cu <sub>o</sub>	Al <sub>o</sub>
3,677	275,9048	416,6667	2446,8282

Donde:

- T<sub>co</sub> : Índice Inicial correspondiente al Tipo de Cambio al 31 de marzo de 2025.
- IPM<sub>o</sub> : Índice Inicial correspondiente al Índice General al Por Mayor al 31 de marzo de 2025.
- Cu<sub>o</sub> : Índice Inicial correspondiente al Precio del Cobre al 31 de marzo de 2025.
- Al<sub>o</sub> : Índice Inicial correspondiente al Precio del Aluminio al 31 de marzo de 2025.

**Anexo H**  
**Peaje del SCTLN de Consorcio Eléctrico de Villacurí**  
**S.A.C.**

**Cuadro H.1: Peajes para las instalaciones del SCTLN de COELVISAC**

Instalación	Código Parte Del Sistema	Peaje Unitario ctm S//kWh	Responsabilidad de Pago
LT Felam – Tierras Nuevas y subestaciones asociadas	MAT	0,1322	Área de Demanda 2 (*)
	MAT/AT	0,1990	
	AT	0,1990	
	AT/MT	0,2115	

(\*) Agregado al Peaje del Área de Demanda 2.

**Cuadro H.2: Coeficientes de la Fórmula de Actualización**

	a	b	c	d
LT Felam – Tierras Nuevas y subestaciones asociadas	0,3531	0,5523	0,0549	0,0397

Donde:

- a : Porcentaje de participación del costo de procedencia extranjera (sin incluir el componente Cobre y Aluminio).
- b : Porcentaje de participación del costo de procedencia nacional (sin incluir el componente Cobre y Aluminio).
- c : Porcentaje de participación de costos del Cobre.
- d : Porcentaje de participación de costos del Aluminio.

Los coeficientes a, b, c y d corresponden a la fórmula del factor de actualización, definida en el numeral 28.3 de la norma "Tarifas y Compensaciones para los SST y SCT", aprobada con la Resolución N° 217-2013-OS/CD.

Dicho factor de actualización, se aplicará en las condiciones establecidas en la Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento, según corresponda.

**Cuadro H.3: Índices Iniciales de la Fórmula de Actualización**

Índices Iniciales para Actualización			
Tc <sub>0</sub>	IPM <sub>0</sub>	Cu <sub>0</sub>	Al <sub>0</sub>
3,677	275,9048	416,6667	2446,8282

Donde:

- Tc<sub>0</sub>** : Índice Inicial correspondiente al Tipo de Cambio al 31 de marzo de 2025.
- IPM<sub>0</sub>** : Índice Inicial correspondiente al Índice General al Por Mayor al 31 de marzo de 2025.
- Cu<sub>0</sub>** : Índice Inicial correspondiente al Precio del Cobre al 31 de marzo de 2025.
- Al<sub>0</sub>** : Índice Inicial correspondiente al Precio del Aluminio al 31 de marzo de 2025.

# **Anexo I**

## **Factores de Pérdidas Medias**

Los Factores de Pérdidas Medias de Potencia y Energía de cada parte del sistema eléctrico equivalente, son los que muestran en el cuadro siguiente.

**Cuadro I.1: Factores de Pérdidas Medias de Potencia (FPMdP)  
(Individuales)**

ÁREA	MAT	MAT/AT	AT	AT/MT
1	1,0023	1,0034	1,0185	1,0033
2	1,0020	1,0028	1,0103	1,0042
3	1,0030	1,0026	1,0088	1,0037
4	1,0153	1,0046	1,0075	1,0037
5	1,0005	1,0046	1,0224	1,0051
6	1,0019	1,0039	1,0063	1,0052
7	1,0004	1,0068	1,0039	1,0055
8	1,0001	1,0029	1,0170	1,0047
9	1,0030	1,0024	1,0088	1,0026
10	1,0053	1,0026	1,0086	1,0036
11	1,0001	1,0027	1,0067	1,0041
12	1,0044	1,0000	1,0000	1,0036
13	1,0000	1,0000	1,0085	1,0061
14	1,0001	1,0000	1,0033	1,0039

**Cuadro I.2: Factores de Pérdidas Medias de Energía (FPMdE)  
(Individuales)**

ÁREA	MAT	MAT/AT	AT	AT/MT
1	1,0016	1,0040	1,0133	1,0035
2	1,0008	1,0034	1,0099	1,0042
3	1,0031	1,0026	1,0074	1,0043
4	1,0110	1,0046	1,0065	1,0050
5	1,0004	1,0049	1,0239	1,0059
6	1,0016	1,0040	1,0053	1,0057
7	1,0004	1,0071	1,0043	1,0055
8	1,0001	1,0030	1,0162	1,0048
9	1,0024	1,0025	1,0057	1,0030
10	1,0048	1,0029	1,0068	1,0044
11	1,0001	1,0036	1,0063	1,0049
12	1,0032	1,0000	1,0000	1,0042
13	1,0000	1,0000	1,0112	1,0056
14	1,0001	1,0000	1,0030	1,0041

Cabe indicar que estos factores se emplean exclusivamente para la expansión de los Precios en Barra desde las Barras de Referencia de Generación hasta las correspondientes barras de MAT, AT y MT de los SST o SCT. Para los casos en que exista más de una barra de referencia, la referida expansión de precios se realiza a partir de la cual resulten los menores precios reflejados.

**Anexo J**  
**Diferencias en el CMA de las instalaciones aprobadas y**  
**las instaladas que cuentan con Acta de Puesta en**  
**Servicio**

Área	Titular	Instalación	Nombre	Diferencias y anotaciones del acta
1	ELECTRONOROESTE	SET AT/MT/MT ZARUMILLA	CELDA DE LÍNEA 10 KV, SET AT/MT/MT ZARUMILLA	<ul style="list-style-type: none"> <li>- El módulo estándar aprobado para el Elemento considera una corriente de cortocircuito de 25 kA, sin embargo, el TITULAR ha instalado el Elemento con una corriente de cortocircuito de 31,5 kA.</li> <li>- El módulo estándar para los transformadores de corriente considera las siguientes características: 60 kV, 325 KVp (BIL), 600-1200/1/1/1A, 2x30 VA - 5P20, 30 VA CI 0,5, siendo lo instalado por el TITULAR, uno con características 60 kV, 325 KVp (BIL), 200-400/1/1/1A, 3x(20 VA - 5P20), 20 VA - CI 0,2. Cualquier problema derivado de las características menores que las aprobadas será de responsabilidad del TITULAR.</li> <li>- El módulo estándar aprobado para el Elemento no considera pararrayos como parte de su equipamiento, sin embargo, el TITULAR los ha instalado.</li> <li>- Con relación al equipamiento de la celda con año de fabricación anterior al permitido, el TITULAR ha presentado la justificación correspondiente, en conformidad con el artículo 11 de la Resolución N° 091-2021-OS/CD, con su carta N° ENOSA-DCGF-3136-2024, de fecha 12-06-2024 y correos electrónicos de fechas 26-09-2024 y 10-10-2024.</li> </ul>
1	ELECTRONOROESTE	SET AT/MT/MT TUMBES	CELDA DE ACOPLAMIENTO 10 KV, SET AT/MT/MT TUMBES	<ul style="list-style-type: none"> <li>- El módulo estándar aprobado considera una corriente de cortocircuito de 16 kA y tensión nominal de 10 kV para el Elemento, sin embargo, lo instalado por el TITULAR corresponde a una corriente de cortocircuito de 25 kA y a una tensión nominal de 24 kV</li> <li>- El módulo estándar aprobado considera un BIL de 75 kVp, sin embargo, el Elemento instalado tiene un BIL de 125 kV.</li> <li>- El Elemento puesto en servicio se interconecta mediante cable subterráneo con la barra antigua de 10 kV a través de una celda metal enclosed equipada con un seccionador de barra.</li> <li>- El Elemento fue aprobado para ponerse en servicio en el año 2025, sin embargo, el TITULAR ha adelantado la puesta en servicio para el presente año 2024.</li> </ul>
1	ELECTRONOROESTE	SET AT/MT/MT SULLANA	CELDA DE ALIMENTADOR 10 KV, SET AT/MT/MT "SULLANA"	<ul style="list-style-type: none"> <li>- El módulo estándar aprobado considera para el Elemento una celda metal clad al interior en sistema de simple barra, con interruptor extraíble, transformador de corriente y pararrayos, con una corriente nominal de 630 A. y una corriente de cortocircuito de 16 kA; sin embargo, el TITULAR ha instalado una celda encapsulada GIS, instalación interior en sistema de simple barra con interruptor, seccionador de barra y transformadores de corriente, con una corriente nominal de 1000 A. y una corriente de cortocircuito de 31,5 kA. El Elemento no cuenta con pararrayos conforme lo exige el módulo aprobado. Cualquier problema derivado de la no instalación de los pararrayos será de responsabilidad del TITULAR.</li> <li>- Con relación al equipamiento de la celda con año de fabricación anterior al permitido, el TITULAR ha presentado la justificación correspondiente, en conformidad con el artículo 11 de la Resolución N° 091-2021-OS/CD, con su carta N° ENOSA-DCGF-3659-2024 de fecha 04-07-2024.</li> </ul>
1	ELECTRONOROESTE	SET AT/MT Castilla	Celda de Medición 23kV, SET AT/MT Castilla	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Cuenta con equipo de medición instalado en la parte frontal de la celda.</li> <li>- No cuenta con equipo de protección y control, en su lugar ha instalado un fusible para protección contra fallas por sobrecorriente considerando que la corriente que circula es solo</li> </ul>

Área	Titular	Instalación	Nombre	Diferencias y anotaciones del acta
				<p>para medición. Cualquier problema derivado de la falta de equipo de protección y control será de responsabilidad del TITULAR.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- El Elemento fue incluido como parte de las instalaciones que califican al mecanismo de manifestación de interés según R.D. N° 040-2022/MINEM-DGE.</li> </ul>
2	CVC ENERGIA	SET AT/MT PAMPA PAÑALA	CELDA DE TRANSFORMADOR 60 KV, SET AT/MT PAMPA PAÑALA	<ul style="list-style-type: none"> <li>- El módulo estándar aprobado para una celda de transformador está conformado por interruptor, seccionador de barra, transformadores de corriente, pararrayos, tableros de control, protección y medición; cabe señalar, que dicha celda de transformador es de propiedad de la empresa Electronorte S.A. Así, CVC ENERGÍA ha instalado un interruptor y un seccionador de línea en la celda de línea 60 kV hacia la SET Nueva Motupe que junto al resto de equipos de propiedad de Electronorte S.A. conforman la celda de línea 60 hacia SET Nueva Motupe que configura como cambio de característica; sin embargo, la doble titularidad para un mismo Elemento se considera como una situación excepcional, como un caso específico y, que no debe generar jurisprudencia en el futuro para otros Elementos.</li> <li>- El módulo estándar aprobado considera para el Elemento, una corriente de cortocircuito de 25 kA, sin embargo, lo instalado corresponde a una corriente de corto circuito de 31,5 kA.</li> <li>- El sistema de barras, estructura de los pórticos y sus bases han sido implementados por COELVISAC.</li> <li>- El tablero de protección, control y medición de la celda de transformador es propiedad de Electronorte S.A.</li> <li>- El conexionado y adecuación a los tableros de control y protección de la bahía de línea existentes, del seccionador SL-6058 e interruptor IN-6108, ha sido realizado por COELVISAC</li> <li>- El tablero de protección, control y medición de la celda de línea es propiedad de Electronorte S.A.</li> <li>- En la presente Acta se está formalizando la Puesta en Servicio de la CELDA DE TRANSFORMADOR 60 KV, SET AT/MT PAMPA PAÑALA, (PI 2017-2021/Proyecto N° 20/Año previsto: 2021), la cual se encuentra cumpliendo con su función para la que fue prevista</li> </ul>
5	ELECTRODUNAS	SET MAT/AT/MT CHIRIBAMBA	CELDA DE ALIMENTADOR, 22.9 KV, SET MAT/AT/MT CHIRIBAMBA	<ul style="list-style-type: none"> <li>- El módulo estándar aprobado para el Elemento corresponde a una celda metal clad al exterior en sistema de simple barra; sin embargo, el TITULAR ha instalado una celda Encapsulada, instalación al interior en sistema de simple barra.</li> <li>- El módulo estándar aprobado para el Elemento considera una corriente de cortocircuito de 16 kA, sin embargo, lo instalado por el TITULAR corresponde a una corriente de cortocircuito de 25 kA.</li> <li>- Para el sistema de control protección, las nuevas celdas contemplan un relé de la marca ABB REF 615 por cada celda MT y también contempla 01 medidor de energía de la marca ABB PM8240 por cada celda de MT.</li> <li>- El BIL aprobado en el módulo es de 250 kVp, habiendo que el TITULAR ha sustentado que el BIL que corresponde a esta celda es de 170 kV (externo) y 125 kV (interno) por estar dentro del sistema encapsulado SF6, al no tener contacto directo con el medio exterior. Cualquier daño en equipos derivado de la diferencia de BIL respecto al valor del módulo estándar será de</li> </ul>

Área	Titular	Instalación	Nombre	Diferencias y anotaciones del acta
				responsabilidad del TITULAR. - El Elemento se aprobó para ponerse en servicio en el año 2020, sin embargo, mediante Oficio N° 1117-2024-OS-DSE se reprogramó la fecha de puesta en servicio para enero de 2024.
5	ELECTRODUNAS	SET MAT/AT/MT CHIRIBAMBA	CELDA DE TRANSFORMADOR, 60 KV, SET MAT/AT/MT CHIRIBAMBA	- El módulo estándar aprobado para el Elemento considera una corriente de cortocircuito de 25 kA y un BIL de 550 kV, lo cual ha sido verificado. - El módulo estándar aprobado para el Elemento considera para los transformadores de corriente las características siguientes: 60kV, 550 KVp (BIL), 600-1200/1/1/1 A, 2x30 VA - 5P20, 30 VA Cl. 0,5; sin embargo, el TITULAR ha instalado una celda con transformadores de corriente de características: 60 kV, 550 KVp(BIL), 200-400/1/1 /1/1 A, 3x10 VA - 5P20, 10 VA - Cl. 0,2. Cualquier problema derivado de las características inferiores a las aprobadas serán de responsabilidad del TITULAR. - La celda instalada no cuenta con equipos de protección, control y medición. El TITULAR ha manifestado que el sistema de protección y control de la bahía de transformador 60 kV está incluido en el mismo relé del transformador del lado de 220 kV, por estar estas funciones incorporadas dentro del relé ABB RET 670 (T1); y respecto a la medición, al tener solo una bahía de salida en 60 kV, la medición es compartida con la bahía de la línea de 60 kV. - El Elemento fue reprogramado, a solicitud de Electro Dunas S.A.A., del año 2018 al 29 de febrero de 2024, mediante Oficio N° 1117-2024-OS-DSE.
5	ELECTRODUNAS	SET MAT/AT/MT CHIRIBAMBA	CELDA DE LÍNEA, 60 KV, SET MAT/AT/MT CHIRIBAMBA	- El módulo estándar aprobado para el Elemento considera para los transformadores de corriente las características siguientes: 60kV, 550 KVp (BIL), 600-1200/1/1/1 A, 2x30 VA - 5P20, 30 VA Cl. 0,5; sin embargo, el TITULAR ha instalado una celda con transformadores de corriente de características: 60 kV, 550 KVp (BIL), 200-400/1/1/1/1 A, 3x10 VA - 5P20, 10 VA - Cl. 0,2. Cualquier problema derivado de las características inferiores a las aprobadas serán de responsabilidad del TITULAR. - El módulo estándar aprobado para el Elemento considera para los transformadores de tensión capacitivos las características siguientes: 60/√3/0,1/√3/ 0,1/√3kV, 30VA -3P, 30VA-Cl.0,5; sin embargo, el TITULAR ha instalado transformadores de tensión capacitivos con características: 60 kV, 550 KVp (BIL), 60/√3/0,1/√3/ 0,1/√3kV, 20 VA-3P, 20 VA - Cl.0,2. Cualquier problema derivado de las características inferiores a las aprobadas serán de responsabilidad del TITULAR. - El Elemento fue reprogramado, a solicitud de Electro Dunas S.A.A., del año 2018 al 29 de febrero de 2024, mediante Oficio N° 1117-2024-OS-DSE.

Área	Titular	Instalación	Nombre	Diferencias y anotaciones del acta
5	ELECTRODUNAS	SET MAT/AT/MT CHIRIBAMBA	CELDA DE MEDICIÓN, 60 KV, SET MAT/AT/MT CHIRIBAMBA	<ul style="list-style-type: none"> <li>- El módulo estándar aprobado para el Elemento considera un BIL de 550 kV, lo cual ha sido verificado.</li> <li>- El módulo estándar aprobado para el Elemento considera para los transformadores de tensión capacitivos las características siguientes: 60/V3/0,1/V3/ 0,1/V3kV, 30VA -3P, 30VA-CI.0,5; sin embargo, el TITULAR ha instalado transformadores de tensión capacitivos con características: 60 kV, 550 KVp (BIL), 60/V3/0,1/V3/ 0,1/V3kV, 20 VA3P, 20 VA - CI.0,2. Cualquier problema derivado de las características inferiores a las aprobadas serán de responsabilidad del TITULAR.</li> <li>- El Elemento fue reprogramado, a solicitud de Electro Dunas S.A.A., del año 2018 al 29 de febrero de 2024, mediante Oficio N° 1117-2024-OS-DSE.</li> </ul>
5	ELECTRODUNAS	SET AT/MT CAUDALOSA	CELDA DE LÍNEA, 60 KV, SET AT/MT CAUDALOSA	<ul style="list-style-type: none"> <li>- El módulo estándar aprobado para el Elemento considera para los transformadores de corriente las características siguientes: 60kV, 550 KVp (BIL), 600-1200/1/1/1 A, 2x30 VA - 5P20, 30 VA Cl. 0,5; sin embargo, el TITULAR ha instalado una celda con transformadores de corriente de características: 60 kV, 550 KVp (BIL), 200-400/1/1 /1/1 A, 3x10 VA - 5P20, 10 VA - Cl. 0,2. Cualquier problema derivado de las características inferiores a las aprobadas serán de responsabilidad del TITULAR.</li> <li>- El módulo estándar aprobado para el Elemento considera para los transformadores de tensión capacitivos las características siguientes: 60/V3/0,1/V3/ 0,1/V3kV, 30VA - 3P, 30VA-CI.0,5; sin embargo, el TITULAR ha instalado transformadores de tensión capacitivos con características: 60 kV, 550 KVp (BIL), 60/V3/0,1/V3/ 0,1/V3kV, 20 VA-3P, 20 VA - CI.0,2. Cualquier problema derivado de las características inferiores a las aprobadas serán de responsabilidad del TITULAR.</li> <li>- El Elemento fue reprogramado, a solicitud de Electro Dunas S.A.A., del año 2018 al 29 de febrero de 2024, mediante Oficio N° 1117-2024-OS-DSE.</li> </ul>
5	ELECTRODUNAS	LÍNEA DE TRANSMISIÓN	LÍNEA, 60 KV SET CHIRIBAMBA - SET AT/MT CAUDALOSA	<ul style="list-style-type: none"> <li>- El módulo estándar aprobado para el Elemento (LT-060SIR2TASIC2250A) corresponde a una línea aérea de 5,2 km, sin embargo, el TITULAR ha implementado una línea con una longitud de 5,625 km, superior a lo aprobada debido a cambio de ubicación de la SET Chiribamba, por lo cual ha sustentado este cambio de características ante Osinergmin.</li> <li>- La sección del conductor aprobado es de 250 mm<sup>2</sup>; sin embargo, el TITULAR ha instalado un conductor de sección 273 mm<sup>2</sup>, superior al requerido.</li> <li>- Con relación a las estructuras se aprobaron torres de acero para simple terna, sin embargo, las torres instaladas por el TITULAR están preparadas para doble terna.</li> <li>- El Elemento fue reprogramado, a solicitud de Electro Dunas S.A.A., del año 2018 al 29 de febrero de 2024, mediante Oficio N° 1117-2024-OS-DSE.</li> </ul>

Área	Titular	Instalación	Nombre	Diferencias y anotaciones del acta
6	PLUZ ENERGIA PERÚ	SET AT/MT ZÁRATE	CELDA 10 KV-AL, SET AT/MT ZÁRATE	<ul style="list-style-type: none"> <li>- El módulo estándar aprobado considera la instalación de pararrayos, sin embargo, el TITULAR no los ha instalado, manifestando que no los requiere ya que en Lima no hay sobretensiones de origen atmosférico y las sobretensiones de maniobra son mínimas. Cualquier problema derivado de la no instalación de los pararrayos será de responsabilidad del TITULAR.</li> <li>- El módulo estándar aprobó el Elemento para instalarse al interior, sin embargo, el TITULAR lo ha instalado al exterior.</li> <li>- El módulo estándar aprobado considera una corriente de cortocircuito de 16 kA para el Elemento, sin embargo, lo instalado por el TITULAR corresponde a una corriente de 31,5 kA.</li> </ul>
6	PLUZ ENERGIA PERÚ	SET AT/MT ZÁRATE	CELDA 20 KV-AL, SET AT/MT ZÁRATE	<ul style="list-style-type: none"> <li>- El módulo estándar aprobado considera la instalación de pararrayos, sin embargo, el TITULAR no los ha instalado, manifestando que no los requiere ya que en Lima no hay sobretensiones de origen atmosférico y las sobretensiones de maniobra son mínimas. Cualquier problema derivado de la no instalación de los pararrayos será de responsabilidad del TITULAR.</li> <li>- El módulo estándar aprobó el Elemento para instalarse al interior, sin embargo, el TITULAR lo ha instalado al exterior.</li> <li>- El módulo estándar aprobado considera una corriente de cortocircuito de 16 kA para el Elemento, sin embargo, lo instalado por el TITULAR corresponde a una corriente de 25 kA.</li> <li>- El módulo estándar aprobado considera la instalación de equipos de medición y equipos de protección y control, de los cuales solo se ha verificado la instalación de equipos de medición. Con relación al equipo de protección y control, existe en el tablero de 60 kV del transformador de potencia un rele diferencial con funciones de protección para los lados de 20 kV y 10 kV.</li> </ul>
6	PLUZ ENERGIA PERÚ	SET AT/MT ZÁRATE	CELDA 20 KV-TR, SET AT/MT ZÁRATE	<ul style="list-style-type: none"> <li>- El módulo estándar aprobado considera la instalación de pararrayos, sin embargo, el TITULAR no los ha instalado, manifestando que no los requiere ya que en Lima no hay sobretensiones de origen atmosférico y las sobretensiones de maniobra son mínimas. Cualquier problema derivado de la no instalación de los pararrayos será de responsabilidad del TITULAR.</li> <li>- El módulo estándar aprobó el Elemento para instalarse al interior, sin embargo, el TITULAR lo ha instalado al exterior.</li> <li>- El módulo estándar aprobado considera una corriente de cortocircuito de 16 kA para el Elemento, sin embargo, lo instalado por el TITULAR corresponde a una corriente de 25 kA.</li> <li>- El módulo estándar aprobado considera la instalación de equipos de medición y equipos de protección y control, de los cuales solo se ha verificado la instalación de equipos de medición. Con relación al equipo de protección y control, existe en el tablero de 60 kV del transformador de potencia un rele diferencial con funciones de protección para los lados de 20 kV y 10 kV.</li> </ul>
6	PLUZ ENERGIA PERÚ	SET AT/MT ZÁRATE	CELDA 20 KV-MD, SET AT/MT ZÁRATE	<ul style="list-style-type: none"> <li>- El módulo estándar aprobó el Elemento para instalarse al interior, sin embargo, el TITULAR lo ha instalado al exterior.</li> <li>- El módulo estándar aprobado considera equipos de medición, protección y control, los cuales se ha verifica que no se han instalado.</li> </ul>

Área	Titular	Instalación	Nombre	Diferencias y anotaciones del acta
6	PLUZ ENERGIA PERÚ	SET AT/MT FILADEFIA	CELDA DE ALIMENTADOR 20 kV, SET AT/MT FILADEFIA	<ul style="list-style-type: none"> <li>- El módulo considera la instalación de pararrayos, sin embargo, el TITULAR no los ha instalado. Cualquier problema derivado de la no instalación del pararrayos será de responsabilidad del TITULAR.</li> <li>- El módulo estándar aprobado considera una corriente de cortocircuito de 16 kA para el Elemento, sin embargo, lo instalado por el TITULAR corresponde a una corriente de 25 kA.</li> </ul>
6	PLUZ ENERGIA PERÚ	SET AT/MT PANDO	CELDA 60 KV – TR, SET AT/MT PANDO	<ul style="list-style-type: none"> <li>- El módulo estándar aprobado considera la instalación de una celda de transformación equipada con interruptor, seccionador de barra, transformadores de corriente y pararrayos, sin embargo, el TITULAR ha instalado una celda de transformación equipada con interruptor extraíble (que hace la doble función de interruptor y seccionador) y transformadores de corriente, sin seccionador de barra (función realizada por el interruptor extraíble), ni pararrayos. Cualquier problema derivado de la no instalación de éstos será de responsabilidad del TITULAR.</li> <li>- El módulo estándar aprobado considera la instalación de una celda convencional de instalación al exterior, sin embargo, el TITULAR ha instalado una celda convencional de instalación interior. Cualquier problema derivado del tipo de instalación distinta a la aprobada será de responsabilidad del TITULAR.</li> <li>- El módulo estándar aprobado indica la instalación de tres (03) transformadores de corriente con las características técnicas siguientes: 60 kV, 325 KVp (BIL), 600-1200/1/1/1A, 2x30 VA - 5P20, 30 VA Cl. 0,5, sin embargo, el TITULAR ha instalado transformadores de corriente (03) de las características siguientes: 72,5 kV, 325 KVp (BIL), 300-600/5/5/5 A; 2x30 VA - 5P20, 30 VA - Cl 0,5. Cualquier problema derivado de alguna de las características diferentes a las aprobadas, será de responsabilidad del TITULAR.</li> <li>- No cuenta con un relé de protección diferencial de barra como Unidad Central para solución distribuida (0,25 Un.), ni con relé de protección diferencial de barra como unidad de bahía (1 Un.). Cualquier problema derivado de no contar con los relés para protección diferencial será de responsabilidad del TITULAR.</li> <li>- Cuenta con equipo de protección y control.</li> <li>- No cuenta con equipo de medición. Cualquier problema derivado de no contar el equipo de medición será de responsabilidad del TITULAR. (la medición la realiza el amperímetro y los relés de protección).</li> </ul>
6	PLUZ ENERGIA PERÚ	SET AT/MT PANDO	CELDA 60 KV – TR, SET AT/MT PANDO	<ul style="list-style-type: none"> <li>- El módulo estándar aprobado considera la instalación de una celda de transformación equipada con interruptor, seccionador de barra, transformadores de corriente y pararrayos, sin embargo, el TITULAR ha instalado una celda de transformación equipada con interruptor extraíble (que hace la doble función de interruptor y seccionador) y transformadores de corriente, sin seccionador de barra (función realizada por el interruptor extraíble), ni pararrayos. Cualquier problema derivado de la no instalación de éstos será de responsabilidad del TITULAR.</li> </ul>

Área	Titular	Instalación	Nombre	Diferencias y anotaciones del acta
				<ul style="list-style-type: none"> <li>- El módulo estándar aprobado considera la instalación de una celda convencional de instalación al exterior, sin embargo, el TITULAR ha instalado una celda convencional de instalación interior. Cualquier problema derivado del tipo de instalación distinta a la aprobada será de responsabilidad del TITULAR.</li> <li>- El módulo estándar aprobado indica la instalación de tres (03) transformadores de corriente con las características técnicas siguientes: 60 kV, 325 KVP (BIL), 600-1200/1/1/1A, 2x30 VA - 5P20, 30 VA Cl. 0,5, sin embargo, el TITULAR ha instalado transformadores de corriente (03) de las características siguientes: 72,5 kV, 325 KVP (BIL), 300-600/5/5/5 A; 2x30 VA - 5P20, 30 VA - Cl 0,5. Cualquier problema derivado de alguna de las características diferentes a las aprobadas, será de responsabilidad del TITULAR.</li> <li>- No cuenta con un relé de protección diferencial de barra como Unidad Central para solución distribuida (0,25 Un.), ni con relé de protección diferencial de barra como unidad de bahía (1 Un.). Cualquier problema derivado de no contar con los relés para protección diferencial será de responsabilidad del TITULAR.</li> <li>- Cuenta con equipo de protección y control.</li> <li>- No cuenta con equipo de medición. Cualquier problema derivado de no contar el equipo de medición será de responsabilidad del TITULAR. (la medición la realiza el amperímetro y los relés de protección).</li> </ul>
6	PLUZ ENERGIA PERÚ	SET AT/MT JOSÉ GRANDA	CELDA 10 KV - AL, SET AT/MT JOSÉ GRANDA	<ul style="list-style-type: none"> <li>- El módulo estándar aprobado para el Elemento considera una corriente de cortocircuito de 16 kA, para el Elemento, sin embargo, el Elemento ha sido instalado con una corriente de cortocircuito de 31,5 kA.</li> <li>- El módulo estándar considera un BIL de 75 kV para el Elemento, lo cual ha sido verificado</li> <li>- El módulo estándar aprobado considera la instalación de pararrayos, sin embargo, el TITULAR no los ha implementado, manifestando que no los requiere ya que en Lima no hay sobretensiones de origen atmosférico y las sobretensiones de maniobra son mínimas. Cualquier problema derivado de la no instalación de los pararrayos serán de responsabilidad del TITULAR.</li> </ul>
6	PLUZ ENERGIA PERÚ	SET AT/MT CHAVARRIA	TRANSFORMADOR DE RESERVA 60/20/10 KV-40 MVA, SET AT/MT CHAVARRÍA	<ul style="list-style-type: none"> <li>- El módulo estándar aprobado considera un Transformador de potencia 60MTMT kV, 40 MVA (ONAF), siendo lo instalado un transformador de 30-40/30-40/30-40 MVA (ONAN-ONAF) y 58±13x0,565/20/10,05 kV, en reemplazo del transformador de reserva 60/10 - MVA ubicado en SET Naranjal.</li> <li>- Con relación a las obras civiles del módulo estándar, no han sido ejecutadas por el TITULAR, el cual se ha ubicado en la zona de reserva de transformador (existente) en la SET Chavarría que cuenta con fosa colectora de aceite y muro separador existentes.</li> <li>- El módulo estándar aprobado considera un tablero regulador de tensión, lo cual no ha sido instalado por el TITULAR, que indica que si cuenta con un regulador de tensión bajo carga (OLTC) pero que no es necesario la implementación del tablero regulador de tensión puesto que las celdas existentes de transformadores en operación ya cuentan con dicho equipamiento y el transformador de reserva se conectará a ellas cuando entre en operación.</li> </ul>

Área	Titular	Instalación	Nombre	Diferencias y anotaciones del acta
				- Con relación al sistema automático de detección contra incendios, no ha sido instalado por el TITULAR por lo que cualquier problema derivado de la no instalación será de responsabilidad del TITULAR.
7	LUZ DEL SUR	SET AT/MT VERTIENTES	CELDA DE ALIMENTADOR, 23 KV, SET AT/MT VERTIENTES	<ul style="list-style-type: none"> <li>- El Plan de Inversiones aprobó una celda metal clad con sistema simple barra al interior, sin embargo, el Titular ha instalado una celda metalclad con sistema simple barra al exterior. El Elemento se encuentra instalado dentro de un encerramiento metálico especialmente diseñado por el fabricante (SIEMENS) de las celdas de media tensión ubicado exteriormente al lado del patio de llaves.</li> <li>- El módulo estándar aprobado considera una corriente de cortocircuito de 16 kA para el Elemento, sin embargo, lo instalado por el TITULAR corresponde a una corriente de cortocircuito de 25 kA.</li> <li>- El módulo estándar aprobado considera la instalación de equipos de medición y equipo de protección y control, los cuales se han instalado en la parte frontal de la celda.</li> <li>- El módulo aprobado considera las instalaciones de pararrayos, sin embargo, el TITULAR no los ha instalado. Cualquier problema derivado de la no instalación del pararrayo será responsabilidad del TITULAR.</li> </ul>
7	LUZ DEL SUR	SET AT/MT SAN BARTOLO	CELDA DE TRANSFORMADOR, 10 KV, SET AT/MT SAN BARTOLO	<ul style="list-style-type: none"> <li>- El módulo estándar aprobado considera una corriente de cortocircuito de 16 kA para el Elemento, sin embargo, lo instalado por el TITULAR corresponde a una corriente de cortocircuito de 31,5 kA.</li> <li>- El módulo estándar aprobado considera la instalación de equipos de medición y equipo de protección y control, los cuales se han instalado en la parte frontal de la celda.</li> <li>- El módulo aprobado considera las instalaciones de pararrayos, sin embargo, el TITULAR no los ha instalado. Cualquier problema derivado de la no instalación del pararrayo será responsabilidad del TITULAR.</li> </ul>
7	LUZ DEL SUR	SET AT/MT SAN BARTOLO	CELDA DE MEDICIÓN DE BARRA, 10 KV, SET AT/MT SAN BARTOLO	<ul style="list-style-type: none"> <li>- No se cuenta con una celda exclusiva para los transformadores de tensión, éstos han sido instalados al interior de la celda de alimentador S-01 y están conectados directamente a la barra 10 kV.</li> <li>- El módulo estándar aprobado considera la instalación de equipos de medición y equipo de protección y control. No se han instalado equipos de medición y protección. El equipamiento de control instalado consiste en un mecanismo de seccionamiento y puesta a tierra en el lado primario y se cuenta además con un interruptor termomagnético en el lado secundario.</li> </ul>

Área	Titular	Instalación	Nombre	Diferencias y anotaciones del acta
7	LUZ DEL SUR	SET AT/MT SAN BARTOLO	CELDA DE ALIMENTADOR, 10 KV, SET AT/MT SAN BARTOLO	<ul style="list-style-type: none"> <li>- El módulo estándar aprobado considera una corriente de cortocircuito de 16 kA para el Elemento, sin embargo, lo instalado por el TITULAR corresponde a una corriente de cortocircuito de 31,5 kA.</li> <li>- El módulo estándar aprobado considera la instalación de equipos de medición y equipo de protección y control, los cuales se han instalado en la parte frontal de la celda.</li> <li>- El módulo aprobado considera las instalaciones de pararrayos, sin embargo, el TITULAR no los ha instalado. Cualquier problema derivado de la no instalación del pararrayo será responsabilidad del TITULAR.</li> </ul>
7	LUZ DEL SUR	SET AT/MT SAN BARTOLO	CELDA DE ALIMENTADOR, 10 KV, SET AT/MT SAN BARTOLO	<ul style="list-style-type: none"> <li>- El módulo estándar aprobado considera una corriente de cortocircuito de 16 kA para el Elemento, sin embargo, lo instalado por el TITULAR corresponde a una corriente de cortocircuito de 31,5 kA.</li> <li>- El módulo estándar aprobado considera la instalación de equipos de medición y equipo de protección y control, los cuales se han instalado en la parte frontal de la celda.</li> <li>- El módulo aprobado considera las instalaciones de pararrayos, sin embargo, el TITULAR no los ha instalado. Cualquier problema derivado de la no instalación del pararrayo será responsabilidad del TITULAR.</li> </ul>
7	LUZ DEL SUR	SET AT/MT SAN BARTOLO	CELDA DE ALIMENTADOR, 10 KV, SET AT/MT SAN BARTOLO	<ul style="list-style-type: none"> <li>- El módulo estándar aprobado considera una corriente de cortocircuito de 16 kA para el Elemento, sin embargo, lo instalado por el TITULAR corresponde a una corriente de cortocircuito de 31,5 kA.</li> <li>- El módulo estándar aprobado considera la instalación de equipos de medición y equipo de protección y control, los cuales se han instalado en la parte frontal de la celda.</li> <li>- El módulo aprobado considera las instalaciones de pararrayos, sin embargo, el TITULAR no los ha instalado. Cualquier problema derivado de la no instalación del pararrayo será responsabilidad del TITULAR.</li> </ul>
7	LUZ DEL SUR	SET AT/MT SAN BARTOLO	CELDA DE ALIMENTADOR, 10 KV, SET AT/MT SAN BARTOLO	<ul style="list-style-type: none"> <li>- El módulo estándar aprobado considera una corriente de cortocircuito de 16 kA para el Elemento, sin embargo, lo instalado por el TITULAR corresponde a una corriente de cortocircuito de 31,5 kA.</li> <li>- El módulo estándar aprobado considera la instalación de equipos de medición y equipo de protección y control, los cuales se han instalado en la parte frontal de la celda.</li> <li>- El módulo aprobado considera las instalaciones de pararrayos, sin embargo, el TITULAR no los ha instalado. Cualquier problema derivado de la no instalación del pararrayo será responsabilidad del TITULAR.</li> </ul>
7	LUZ DEL SUR	SET AT/MT PROGRESO	CELDA DE ALIMENTADOR, 10 KV, SET AT/MT PROGRESO	<ul style="list-style-type: none"> <li>- El Plan de Inversiones aprobó una celda metal clad con sistema simple barra al interior, sin embargo, el TITULAR ha instalado una celda metalclad con sistema simple barra al exterior. El Elemento se encuentra instalado dentro de un encerramiento metálico especialmente diseñado por el fabricante (SIEMENS) de las celdas de media tensión ubicado exteriormente al lado del patio de llaves.</li> </ul>

Área	Titular	Instalación	Nombre	Diferencias y anotaciones del acta
				<ul style="list-style-type: none"> <li>- El módulo estándar aprobado considera una corriente de cortocircuito de 16 kA para el Elemento, sin embargo, lo instalado por el TITULAR corresponde a una corriente de cortocircuito de 31,5 kA.</li> <li>- El módulo estándar aprobado considera la instalación de equipos de medición y equipo de protección y control, los cuales se han instalado en la parte frontal de la celda.</li> <li>- El módulo aprobado considera las instalaciones de pararrayos, sin embargo, el TITULAR no los ha instalado. Cualquier problema derivado de la no instalación del pararrayo será responsabilidad del TITULAR.</li> </ul>
7	LUZ DEL SUR	SET AT/MT LURIN	CELDA DE TRANSFORMADOR, 10 KV, SET AT/MT LURIN	<ul style="list-style-type: none"> <li>- El módulo estándar aprobado considera una corriente de cortocircuito de 16 kA para el Elemento, sin embargo, lo instalado por el TITULAR corresponde a una corriente de cortocircuito de 31,5 kA.</li> <li>- El módulo estándar aprobado considera la instalación de equipos de medición y equipo de protección y control, los cuales se han instalado en la parte frontal de la celda.</li> <li>- El módulo aprobado considera las instalaciones de pararrayos, sin embargo, el TITULAR no los ha instalado.</li> </ul>
7	LUZ DEL SUR	SET AT/MT LURIN	CELDA DE MEDICIÓN DE BARRA, 10 KV, SET AT/MT LURIN	<ul style="list-style-type: none"> <li>- No se cuenta con una celda exclusiva para los transformadores de tensión, éstos han sido instalados al interior de la celda de alimentador L-01 y están conectados directamente a la barra 10 kV.</li> <li>- El módulo estándar aprobado considera la instalación de equipos de medición y equipo de protección y control. No se han instalado equipos de medición y protección. El equipamiento de control instalado consiste en un mecanismo de seccionamiento y puesta a tierra en el lado primario y se cuenta además con un interruptor termomagnético en el lado secundario.</li> </ul>
7	LUZ DEL SUR	SET AT/MT LURIN	CELDA DE ALIMENTADOR, 10 KV, SET AT/MT LURIN	<ul style="list-style-type: none"> <li>- El módulo estándar aprobado considera una corriente de cortocircuito de 16 kA para el Elemento, sin embargo, lo instalado por el TITULAR corresponde a una corriente de cortocircuito de 31,5 kA.</li> <li>- El módulo estándar aprobado considera la instalación de equipos de medición y equipo de protección y control, los cuales se han instalado en la parte frontal de la celda.</li> <li>- El módulo aprobado considera las instalaciones de pararrayos, sin embargo, el TITULAR no los ha instalado. Cualquier problema derivado de la no instalación del pararrayo será responsabilidad del TITULAR.</li> </ul>
7	LUZ DEL SUR	SET AT/MT LURIN	CELDA DE ALIMENTADOR, 10 KV, SET AT/MT LURIN	<ul style="list-style-type: none"> <li>- El módulo estándar aprobado considera una corriente de cortocircuito de 16 kA para el Elemento, sin embargo, lo instalado por el TITULAR corresponde a una corriente de cortocircuito de 31,5 kA.</li> <li>- El módulo estándar aprobado considera la instalación de equipos de medición y equipo de protección y control, los cuales se han instalado en la parte frontal de la celda.</li> <li>- El módulo aprobado considera las instalaciones de pararrayos, sin embargo, el TITULAR no los ha instalado. Cualquier problema derivado de la no instalación del pararrayo será responsabilidad del TITULAR.</li> </ul>

Área	Titular	Instalación	Nombre	Diferencias y anotaciones del acta
7	LUZ DEL SUR	SET AT/MT LURIN	CELDA DE ALIMENTADOR, 10 KV, SET AT/MT LURIN	<ul style="list-style-type: none"> <li>- El módulo estándar aprobado considera una corriente de cortocircuito de 16 kA para el Elemento, sin embargo, lo instalado por el TITULAR corresponde a una corriente de cortocircuito de 31,5 kA.</li> <li>- El módulo estándar aprobado considera la instalación de equipos de medición y equipo de protección y control, los cuales se han instalado en la parte frontal de la celda.</li> <li>- El módulo aprobado considera las instalaciones de pararrayos, sin embargo, el TITULAR no los ha instalado. Cualquier problema derivado de la no instalación del pararrayo será responsabilidad del TITULAR.</li> </ul>
7	LUZ DEL SUR	SET AT/MT LURIN	CELDA DE ALIMENTADOR, 10 KV, SET AT/MT LURIN	<ul style="list-style-type: none"> <li>- El módulo estándar aprobado considera una corriente de cortocircuito de 16 kA para el Elemento, sin embargo, lo instalado por el TITULAR corresponde a una corriente de cortocircuito de 31,5 kA.</li> <li>- El módulo estándar aprobado considera la instalación de equipos de medición y equipo de protección y control, los cuales se han instalado en la parte frontal de la celda.</li> <li>- El módulo aprobado considera las instalaciones de pararrayos, sin embargo, el TITULAR no los ha instalado. Cualquier problema derivado de la no instalación del pararrayo será responsabilidad del TITULAR.</li> </ul>
7	LUZ DEL SUR	SET AT/MT LURIN	CELDA DE ALIMENTADOR, 10 KV, SET AT/MT LURIN	<ul style="list-style-type: none"> <li>- El módulo estándar aprobado considera una corriente de cortocircuito de 16 kA para el Elemento, sin embargo, lo instalado por el TITULAR corresponde a una corriente de cortocircuito de 31,5 kA.</li> <li>- El módulo aprobado considera para el Elemento un BIL de 75 kV, lo cual ha sido verificado.</li> <li>- El módulo estándar aprobado considera la instalación de equipos de medición y equipo de protección y control, los cuales se han instalado en la parte frontal de la celda.</li> <li>- El módulo aprobado considera las instalaciones de pararrayos, sin embargo, el TITULAR no los ha instalado. Cualquier problema derivado de la no instalación del pararrayo será responsabilidad del TITULAR.</li> </ul>
7	LUZ DEL SUR	SET AT/MT LURIN	CELDA DE ALIMENTADOR, 10 KV, SET AT/MT LURIN	<ul style="list-style-type: none"> <li>- El módulo estándar aprobado considera una corriente de cortocircuito de 16 kA para el Elemento, sin embargo, lo instalado por el TITULAR corresponde a una corriente de cortocircuito de 31,5 kA.</li> <li>- El módulo estándar aprobado considera la instalación de equipos de medición y equipo de protección y control, los cuales se han instalado en la parte frontal de la celda.</li> <li>- El módulo aprobado considera las instalaciones de pararrayos, sin embargo, el TITULAR no los ha instalado. Cualquier problema derivado de la no instalación del pararrayo será responsabilidad del TITULAR.</li> </ul>
7	LUZ DEL SUR	LÍNEA DE TRANSMISIÓN	LÍNEA 60 KV LIMATAMBO – SAN ISIDRO, 4,11 Km	<ul style="list-style-type: none"> <li>- El módulo aprobado considera una longitud de línea subterránea simple terna de 4,11 Km; sin embargo, el TITULAR ha instalado una línea subterránea simple terna de 4,039 Km.</li> <li>- El TITULAR manifiesta que para cruzar la Vía Expresa Luis Fernán Bedoya Reyes (ex – Paseo de la República) fue necesario implementar un Túnel Liner (excavación sin zanja) de 123,84 metros de longitud, del Vértice V-55 al Vértice V-64, conforme lo explica en el Anexo N° 1</li> </ul>

Área	Titular	Instalación	Nombre	Diferencias y anotaciones del acta
				adjunto, esto, conforme a la Resolución Osinergrmin N° 023-2023-0S/CD y su Informe N 071-2023-GRT publicados el 9 de febrero de 2023, con relación a la solicitud de Luz del Sur de incluir la Línea en 60 kV Limatambo – San Isidro en la modificación del PI 2021 – 2025; en el numeral 2.1 de dicho Informe se determinó que “[... en relación a los módulos de Túnel Liner, durante el proceso de “Liquidación Anual de los Ingresos por el Servicio de Transmisión Eléctrica de SST y/o SCT” (Liquidación Anual SCT-SST), LUZ DEL SUR podrá sustentar la implementación de Túnel Liner como parte de la implementación de línea subterránea (...)”.
7	LUZ DEL SUR	SET AT/MT SAN VICENTE	CELDA DE TRANSFORMADOR 10 KV, SET AT/MT SAN VICENTE	<ul style="list-style-type: none"> <li>- El módulo estándar aprobado considera para el Elemento una corriente de 16 kA, sin embargo, la corriente de cortocircuito del Elemento es de 31,5 kA.</li> <li>- El módulo estándar aprobado considera la instalación de equipo de medición y equipo de protección y control, los cuales se han instalado en la parte frontal de la celda.</li> <li>- El módulo aprobado considera la instalación de pararrayos, sin embargo, el TITULAR no los ha instalado. Cualquier problema derivado de la no instalación del pararrayos será de responsabilidad del TITULAR.</li> </ul>
7	LUZ DEL SUR	SET AT/MT SAN VICENTE	CELDA DE ALIMENTADOR 10 KV, SET AT/MT SAN VICENTE	<ul style="list-style-type: none"> <li>- El módulo estándar aprobado considera para el Elemento una corriente de 16 kA, sin embargo, la corriente de cortocircuito del Elemento es de 31,5 kA.</li> <li>- El módulo estándar aprobado considera la instalación de equipo de medición y equipo de protección y control, los cuales se han instalado en la parte frontal de la celda.</li> <li>- El módulo aprobado considera la instalación de pararrayos, sin embargo, el TITULAR no los ha instalado. Cualquier problema derivado de la no instalación del pararrayos será de responsabilidad del TITULAR.</li> </ul>
7	LUZ DEL SUR	SET AT/MT SAN VICENTE	CELDA DE ALIMENTADOR 10 KV, SET AT/MT SAN VICENTE	<ul style="list-style-type: none"> <li>- El módulo estándar aprobado considera para el Elemento una corriente de 16 kA, sin embargo, la corriente de cortocircuito del Elemento es de 31,5 kA.</li> <li>- El módulo estándar aprobado considera la instalación de equipo de medición y equipo de protección y control, los cuales se han instalado en la parte frontal de la celda.</li> <li>- El módulo aprobado considera la instalación de pararrayos, sin embargo, el TITULAR no los ha instalado. Cualquier problema derivado de la no instalación del pararrayos será de responsabilidad del TITULAR.</li> </ul>
7	LUZ DEL SUR	SET AT/MT SAN VICENTE	CELDA DE ALIMENTADOR 10 KV, SET AT/MT SAN VICENTE	<ul style="list-style-type: none"> <li>- El módulo estándar aprobado considera para el Elemento una corriente de 16 kA, sin embargo, la corriente de cortocircuito del Elemento es de 31,5 kA.</li> <li>- El módulo estándar aprobado considera la instalación de equipo de medición y equipo de protección y control, los cuales se han instalado en la parte frontal de la celda.</li> <li>- El módulo aprobado considera la instalación de pararrayos, sin embargo, el TITULAR no los ha instalado. Cualquier problema derivado de la no instalación del pararrayos será de responsabilidad del TITULAR.</li> </ul>

Área	Titular	Instalación	Nombre	Diferencias y anotaciones del acta
7	LUZ DEL SUR	SET AT/MT SAN VICENTE	CELDA DE ALIMENTADOR 10 KV, SET AT/MT SAN VICENTE	<ul style="list-style-type: none"> <li>- El módulo estándar aprobado considera para el Elemento una corriente de 16 kA, sin embargo, la corriente de cortocircuito del Elemento es de 31,5 kA.</li> <li>- El módulo estándar aprobado considera la instalación de equipo de medición y equipo de protección y control, los cuales se han instalado en la parte frontal de la celda.</li> <li>- El módulo aprobado considera la instalación de pararrayos, sin embargo, el TITULAR no los ha instalado. Cualquier problema derivado de la no instalación del pararrayos será de responsabilidad del TITULAR.</li> </ul>
7	LUZ DEL SUR	SET AT/MT SAN VICENTE	CELDA DE ALIMENTADOR 10 KV, SET AT/MT SAN VICENTE	<ul style="list-style-type: none"> <li>- El módulo estándar aprobado considera para el Elemento una corriente de 16 kA, sin embargo, la corriente de cortocircuito del Elemento es de 31,5 kA.</li> <li>- El módulo estándar aprobado considera la instalación de equipo de medición y equipo de protección y control, los cuales se han instalado en la parte frontal de la celda.</li> <li>- El módulo aprobado considera la instalación de pararrayos, sin embargo, el TITULAR no los ha instalado. Cualquier problema derivado de la no instalación del pararrayos será de responsabilidad del TITULAR.</li> </ul>
7	LUZ DEL SUR	SET AT/MT SAN VICENTE	CELDA DE ALIMENTADOR 10 KV, SET AT/MT SAN VICENTE	<ul style="list-style-type: none"> <li>- El módulo estándar aprobado considera para el Elemento una corriente de 16 kA, sin embargo, la corriente de cortocircuito del Elemento es de 31,5 kA.- El módulo estándar aprobado considera para el Elemento un BIL de 75 kV, lo cual ha sido verificado.</li> <li>- El módulo estándar aprobado considera la instalación de equipo de medición y equipo de protección y control, los cuales se han instalado en la parte frontal de la celda.</li> <li>- El módulo aprobado considera la instalación de pararrayos, sin embargo, el TITULAR no los ha instalado. Cualquier problema derivado de la no instalación del pararrayos será de responsabilidad del TITULAR.</li> </ul>
7	LUZ DEL SUR	SET AT/MT SAN VICENTE	CELDA DE TRANSFORMADOR 10 KV, SET AT/MT SAN VICENTE	<ul style="list-style-type: none"> <li>- El módulo estándar aprobado considera para el Elemento una corriente de 16 kA, sin embargo, la corriente de cortocircuito del Elemento es de 31,5 kA.</li> <li>- El módulo estándar aprobado considera la instalación de equipo de medición y equipo de protección y control, los cuales se han instalado en la parte frontal de la celda.</li> <li>- El módulo aprobado considera la instalación de pararrayos, sin embargo, el TITULAR no los ha instalado. Cualquier problema derivado de la no instalación del pararrayos será de responsabilidad del TITULAR.</li> </ul>
7	LUZ DEL SUR	SET AT/MT SAN VICENTE	CELDA DE MEDICIÓN DE BARRA 10 KV, SET AT/MT SAN VICENTE	<ul style="list-style-type: none"> <li>- No se cuenta con una celda exclusiva para los transformadores de tensión, estos han sido instalados al interior de la celda de acoplamiento 10 kV y están conectados directamente a la barra 10 kV.</li> <li>- El módulo estándar aprobado considera la instalación de equipos de medición y equipo de protección y control. No se han instalado equipos de medición y protección. El equipamiento de control instalado consiste de un mecanismo de seccionamiento y puesta a tierra en el lado primario y se cuenta además con un interruptor termomagnético en el lado secundario.</li> </ul>
7	LUZ DEL SUR	SET AT/MT SAN VICENTE	CELDA DE ACOPLAMIENTO 10 KV, SET AT/MT SAN VICENTE	<ul style="list-style-type: none"> <li>- El módulo estándar aprobado considera para el Elemento una corriente de 16 kA, sin embargo, la corriente de cortocircuito del Elemento es de 31,5 kA.</li> </ul>

Área	Titular	Instalación	Nombre	Diferencias y anotaciones del acta
				- El módulo estándar aprobado considera la instalación de equipos de medición y equipo de protección y control, los cuales se han instalado en la parte frontal de la celda.
7	LUZ DEL SUR	SET MAT/AT SAN LUIS	BANCO DE TRANSFORMADORES (3 X 80 MVA) 220/60 KV, SET MAT/AT SAN LUIS	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Con relación a las obras civiles, cada transformador monofásico se ha instalado sobre una base que cuenta con fosa de aceite, buzón de cables y losa (sin rieles). Cuenta con bases de tiro de acceso principal del transformador y bases de tiro para transformador, no cuenta con rieles para el desplazamiento del transformador, en su lugar se ha utilizado un sistema de desplazamiento mecánico en base a polines. Cualquier problema derivado de no contar con rieles será de responsabilidad del TITULAR.</li> <li>- No cuenta con el tablero de regulador de tensión. Cualquier problema derivado de la no instalación del tablero de regulador de tensión será de responsabilidad del TITULAR.</li> <li>- Los devanados terciarios (10 kV) no son cargables, para conexión en delta solo para compensación de armónicos.</li> <li>- El módulo estándar indica la instalación de sistema automático de detección de incendio, el mismo que es corroborado en la fiscalización.</li> </ul>
7	LUZ DEL SUR	SET MAT/AT SAN LUIS	CELDA DE TRANSFORMADOR 220 KV, SET MAT/AT SAN LUIS	<ul style="list-style-type: none"> <li>- El módulo estándar para el módulo encapsulado indica una corriente de cortocircuito de 40 kA, el mismo que es corroborado en la fiscalización.</li> <li>- Cuenta con un relé de protección diferencial de barra (Unidad Central para solución distribuida), el mismo que es corroborado en la fiscalización.</li> <li>- Cuenta con un relé de protección diferencial de barra (Unidad de bahía), el mismo que es corroborado en la fiscalización.</li> <li>- Cuenta con equipos de medición y control, sin embargo, las funciones de protección 60 kV y 220 kV están compartidas en el mismo equipo de protección (principal y secundaria), el mismo que es corroborado en la fiscalización.</li> </ul>
7	LUZ DEL SUR	SET MAT/AT SAN LUIS	CELDA DE TRANSFORMADOR 60 KV, SET MAT/AT SAN LUIS	<ul style="list-style-type: none"> <li>- El módulo estándar aprobado señala una corriente de cortocircuito de 31 kA para el Elemento, sin embargo, el TITULAR ha instalado el Elemento con una corriente de cortocircuito de 40 kA.</li> <li>- Cuenta con un relé de protección diferencial de barra (Unidad Central para solución distribuida), el mismo que es corroborado en la fiscalización.</li> <li>- Cuenta con una tarjeta de módulo integrado para la protección diferencial de barra (Unidad de bahía), el mismo que es corroborado en la fiscalización.</li> <li>- Cuenta con equipos de medición y control, sin embargo, las funciones de protección 60 kV y 220 kV están compartidas en el mismo equipo de protección (principal y secundaria), el mismo que es corroborado en la fiscalización.</li> </ul>
8	ELECTRODUNAS	SET AT/MT Tacama	Transformador 60/22,9/10 kV de 40 MVA kv, SET AT/MT "Tacama"	El módulo estándar aprobado considera un transformador de 60/23/10 kV – 40 MVA (ONAF), siendo lo instalado un transformador de $58 \pm 9 \times 1,695\%$ /22,9/10 kV – 30/40 (ONAN/ONAF) Con relación a las obras civiles cuenta con una base de transformador que incluye fosa de aceite, buzón de cables y losa de rieles, además de muro separador (cortafuego), rieles y base de tiro para transformador, y rieles y base de tiro de acceso principal para transformador.

Área	Titular	Instalación	Nombre	Diferencias y anotaciones del acta
				Con relación al sistema automático de detección contra incendios, no ha sido instalado por el TITULAR por lo que cualquier problema derivado de la no instalación será de responsabilidad del TITULAR.
8	SEAL	Línea, 60 kV, Ln Bella Unión - Chala, 85 km	Línea, 60 kV, Ln Bella Unión - Chala, 85 km	<ul style="list-style-type: none"> <li>- El Plan de Inversiones de Transmisión 2013-2017 aprobado, considera la instalación de la línea de transmisión en 60 kV con conductor aéreo de 240 mm<sup>2</sup> en todo el trayecto, sin embargo, dicha línea de transmisión se ha instalado con conductor de 120 mm<sup>2</sup>, a excepción del tramo E242 - E283 que tiene conductor con una sección de 240 mm<sup>2</sup>. Este cambio de características respecto a lo aprobado ha sido sustentado por SEAL y evaluado por GRT mediante oficio N° 0973-2018-GRT.</li> <li>- Para la ejecución del proyecto de inversión "Instalación L.T. 60 kV Bella Unión-Chala y SS.EE Asociadas" la DGER del MINEM transfirió recursos a SEAL por un monto de S/ 11 572 885,10, según lo informado por SEAL en su carta N° SEAL-GG/TEP-2078-2024.</li> <li>- Con relación al Contrato de Concesión N° 476-2015, mediante Carta N° SEAL-GG/TEP-0509-2017 notificado el 20-03-2017, SEAL solicitó al MINEM la (segunda) ampliación de plazo por caducidad de concesión definitiva argumentando razones de fuerza mayor en la ejecución de la obra "L.T. 60 kV Bella Unión - Chala". Según lo informado por SEAL, a la fecha de suscripción de la presente Acta, no se tiene respuesta por parte del MINEM.</li> <li>- La longitud de línea de transmisión aprobada es de 85 km, sin embargo, el TITULAR ha implementado dicha línea con una longitud de 75,707 km, según lo verificado en la planilla de estructuras.</li> </ul>
8	SEAL	SET AT/MT CHALA	TP 60/23 - 25MVA, SET AT/MT CHALA	<ul style="list-style-type: none"> <li>-Con relación a las obras civiles, cuenta con una base de transformador nueva que se ha construido a continuación de la existente. Cuenta con fosa de aceite, buzón de cables y losa de rieles, rieles y bases de tiro para transformador, y, rieles y base de tiro de acceso principal del transformador, siendo existentes el buzón de cables y la base de tiro de acceso principal del transformador.</li> <li>- No cuenta con muro separador. Cualquier problema derivado de la no instalación del muro separador será de responsabilidad del TITULAR.</li> <li>- No cuenta con un sistema automático de detección contra incendio. Cualquier problema derivado de la no instalación del sistema automático de detección contra incendios será de responsabilidad del TITULAR.</li> </ul>
8	SEAL	SET AT/MT BELLA UNION	BC 23 KV 3 MVAR, SET AT/MT BELLA UNION	<ul style="list-style-type: none"> <li>- El módulo estándar aprobado considera un banco de funcionamiento variable de 3 MVAR con 3 pasos de 1 MVAR c/u; sin embargo, el TITULAR ha instalado un banco de 1x3.15 MVAR, 22,9 kV, conmutación automática, de paso fijo. El equipamiento del banco de condensadores de SET Bella Unión estaba comprendido por 2 pasos de 3,15 MVAR, la ampliación del banco de condensadores en SET Bella Unión, considera el tercer paso de 3,15 MVAR, manteniendo la disposición de los pasos existentes</li> </ul>
8	ELECTRODUNAS	SET LUREN	Celda de transformador, 23 kV, SET LUREN	<ul style="list-style-type: none"> <li>- El módulo estándar aprobado considera una corriente de cortocircuito de 16 kA para el Elemento, sin embargo, lo instalado por el TITULAR corresponde a una corriente de cortocircuito</li> </ul>

Área	Titular	Instalación	Nombre	Diferencias y anotaciones del acta
				de 25 kA. Respecto al equipo de protección, las funciones de protección están integradas en el relé del transformador de potencia 60/23/10 kV. -El Elemento se encuentra instalado al interior de una nueva sala eléctrica.
8	ELECTRODUNAS	SET LUREN	Celda de Alimentador, 23 kV, SET LUREN	-El módulo estándar aprobado considera una corriente de cortocircuito de 16 kA para el Elemento, sin embargo, lo instalado por el TITULAR corresponde a una corriente de cortocircuito de 25 kA. -El Elemento se encuentra instalado al interior de una nueva sala eléctrica.
8	ELECTRODUNAS	SET LUREN	Celda de Alimentador, 23 kV, SET LUREN	-El módulo estándar aprobado considera una corriente de cortocircuito de 16 kA para el Elemento, sin embargo, lo instalado por el TITULAR corresponde a una corriente de cortocircuito de 25 kA. -El Elemento se encuentra instalado al interior de una nueva sala eléctrica.
8	ELECTRODUNAS	SET LUREN	Celda de Medición, 23 kV, SET LUREN	-El módulo estándar considera equipos de medición y equipos de protección y control para el Elemento los cuales no han sido instalados. -El Elemento se encuentra instalado al interior de una nueva sala eléctrica.
8	ELECTRODUNAS	SET TACAMA	Celda de Transformador, 10 kV, SET AT/MT TACAMA	-El módulo estándar aprobado considera una corriente de cortocircuito de 16 kA para el Elemento, sin embargo, lo instalado por el TITULAR corresponde a una corriente de cortocircuito de 25 kA. -El Elemento se encuentra instalado al interior de una nueva sala eléctrica.
8	ELECTRODUNAS	SET TACAMA	Celda de Alimentador, 10 kV, SET AT/MT TACAMA	-El módulo estándar aprobado considera una corriente de cortocircuito de 16 kA para el Elemento, sin embargo, lo instalado por el TITULAR corresponde a una corriente de cortocircuito de 25 kA. -El Elemento se encuentra instalado al interior de una nueva sala eléctrica.
8	ELECTRODUNAS	SET TACAMA	Celda de Alimentador, 10 kV, SET AT/MT TACAMA	-El módulo estándar aprobado considera una corriente de cortocircuito de 16 kA para el Elemento, sin embargo, lo instalado por el TITULAR corresponde a una corriente de cortocircuito de 25 kA. El Elemento se encuentra instalado al interior de una nueva sala eléctrica.
8	ELECTRODUNAS	SET TACAMA	Celda de Alimentador, 10 kV, SET AT/MT TACAMA	-El módulo estándar aprobado considera una corriente de cortocircuito de 16 kA para el Elemento, sin embargo, lo instalado por el TITULAR corresponde a una corriente de cortocircuito de 25 kA. -El Elemento se encuentra instalado al interior de una nueva sala eléctrica.
8	ELECTRODUNAS	SET TACAMA	Celda de Alimentador, 10 kV, SET AT/MT TACAMA	-El módulo estándar aprobado considera una corriente de cortocircuito de 16 kA para el Elemento, sin embargo, lo instalado por el TITULAR corresponde a una corriente de cortocircuito de 25 kA. -El Elemento se encuentra instalado al interior de una nueva sala eléctrica.
8	ELECTRODUNAS	SET TACAMA	Celda de Medición, 10 kV, SET AT/MT TACAMA	-El Elemento se encuentra instalado al interior de una nueva sala eléctrica.

Área	Titular	Instalación	Nombre	Diferencias y anotaciones del acta
9	SEAL	Línea de Transmisión SET Challapampa – Goyoneche, 1 km	Línea de Transmisión SET Challapampa – Goyoneche, 1 km	<p>-El módulo estándar aprobado considera una sección de 240mm<sup>2</sup>, sin embargo, el TITULAR ha instalado una sección de 500 mm<sup>2</sup>, mayor a la aprobada.</p> <p>-El módulo estándar aprobado considera una longitud de línea subterránea simple terna, directamente enterrada, de longitud 1 km; sin embargo, el TITULAR ha instalado una línea subterránea enductada simple terna de longitud 0,915 km.</p> <p>-Con respecto a las obras civiles, cabe mencionar lo indicado en el literal n) del numeral 6.3.2 del Informe N° 499-2018-GRT:</p> <p>"</p> <p>(...). Asimismo, conforme señala la propia SEAL, se deja constancia que, la empresa Olazabal International Investment &amp; Services S.A.C., se hace cargo de las obras civiles asociadas a la línea en análisis, por lo cual, para efectos remunerativos, el Módulo estándar a aplicar no tomará en cuenta las obras civiles. En este punto, se deja claro que, el monto a remunerar por la mencionada línea será determinada con posterioridad a la suscripción del Acta de Puesta en Servicio y de manera definitiva, retirando para ello, los costos asociados a obras civiles, los cuales serán asumidos por la empresa tercera, siendo que, SEAL, en ese momento y en el futuro, no podrá solicitar alguna remuneración adicional o reembolso. Por lo expuesto, se aprueba la línea solicitada, con código modular LT033SIU0XXS0C3240S2-Dif", que corresponde a un código modular "LT033SIU0XXS0C3240S2" sin obras civiles.</p> <p>"</p>
3	HIDRANDINA	LÍNEA DE TRANSMISIÓN	Línea de Transmisión 138 kV, SET Porvenir – SET Trujillo Sur, 5,8 km	<p>- El módulo estándar aprobado para el Elemento corresponde a una línea aérea de 5,8, sin embargo, el Titular ha implementado una línea con una longitud de 5,788 km.</p> <p>- El módulo estándar aprobado para el Elemento considera un conductor AAAC engrasado de 300 mm<sup>2</sup> de sección, sin embargo, el Titular ha instalado un conductor ACAR sin engrasar de 304 mm<sup>2</sup> de sección.</p>
3	HIDRANDINA	SET AT/MT VIRÚ	TP 60/23/10kV – 30 MVA, SET AT/MT VIRÚ	<p>-El módulo aprobado considera un transformador de 60/23/10 kV – 30 MVA (ONAF), sin embargo, el Titular ha instalado un transformador de 60/22,9/10/10 kV – 30-36/30-36/30-36/10-12 MVA (ONAN/ONAF). El cuarto devanado es para compensación.</p> <p>- Con respecto a las obras civiles, se ha empleado la base existente cuya capacidad ha sido corroborada mediante las verificaciones de estabilidad y estructurales correspondiente conforme a la memoria de cálculo adjunta por el Titular. Asimismo, se indica:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Respecto a la fosa de aceite, se ha realizado una ampliación mediante la construcción de un pozo de aceite con la finalidad de garantizar la capacidad correspondiente.</li> <li>- Respecto al buzón de cables, se ha empleado los buzones existentes y se implementó bandeja adicional para cableado de MT.</li> </ul>

Área	Titular	Instalación	Nombre	Diferencias y anotaciones del acta
				<ul style="list-style-type: none"> <li>- Respecto a la losa, se construyó losa de aproximación.</li> <li>- No cuenta con muro separador, cualquier problema derivado de su no implementación será responsabilidad del Titular.</li> <li>- Se añadió rieles y bases de tiro en la losa de aproximación construida.</li> <li>- Cuenta con un tablero regulador de tensión.</li> <li>- No cuenta con un sistema automático de detección contra incendios.</li> </ul>
4	ELECTRO ORIENTE	SET AT/MT YURIMAGUAS	Celda de Alimentador, 10 kV, SET AT/MT YURIMAGUAS	<ul style="list-style-type: none"> <li>- El módulo estándar aprobado considera una corriente de 16 kA para el Elemento, sin embargo, lo instalado por el Titular corresponde a una corriente de corto circuito de 25 kA.</li> <li>- Se ha verificado en la fiscalización un BIL de 75 kV para el Elemento.</li> <li>- El módulo estándar aprobado considera la instalación de equipos de medición, protección y control, los cuales se han instalado en la parte frontal de la celda.</li> </ul>
4	ELECTRO ORIENTE	SET AT/MT YURIMAGUAS	Celda de Alimentador, 10 kV, SET AT/MT YURIMAGUAS	<ul style="list-style-type: none"> <li>- El módulo estándar aprobado considera una corriente de 16 kA para el Elemento, sin embargo, lo instalado por el Titular corresponde a una corriente de corto circuito de 25 kA.</li> <li>- El módulo estándar aprobado considera la instalación de equipos de medición, protección y control, los cuales se han instalado en la parte frontal de la celda.</li> </ul>
4	ELECTRO ORIENTE	SET AT/MT YURIMAGUAS	Transformador de Potencia 60/33/10 kV -15 MVA SET AT/MT YURIMAGUAS	<ul style="list-style-type: none"> <li>- El módulo estándar aprobado considera la implementación de un transformador de 60/33/10 kV, 15/15/15 MVA (ONAF), sin embargo, el Titular ha instalado un transformador de 60/33/10/4,16 kV, 15/10/10/5 MVA (ONAN) - 20/13/13/6,7 MVA (ONAF), con el cuarto devanado para compensación, con capacidades menores a 15 MVA en los devanados de 10 kV y 33 kV, y mayor capacidad en el devanado de 60 kV.</li> <li>- Con respecto a las obras civiles cuenta con una base de transformador que incluye fosa de aceite, buzón de cables y losa de rieles, rieles y base de tiro para transformador, y, rieles y base de tiro de acceso principal del transformador.</li> <li>- No cuenta con muro separador.</li> <li>- Cuenta con tablero regulador de tensión.</li> </ul>
4	ELECTRO ORIENTE	LÍNEA DE TRANSMISIÓN	Línea, 60 kV, SET Pongo de Caynarachi - SET Yurimaguas, 55,2 km	<ul style="list-style-type: none"> <li>- El módulo estándar aprobado para el Elemento corresponde a una línea de 55,2 km de longitud, sin embargo, el Titular ha implementado una línea aérea con una longitud de 52,577 km.</li> </ul>
4	ELECTRO ORIENTE	SET AT/MT PONGO DE CAYNARACHI	Celda de Línea a Yurimaguas, 60 kV, SET AT/MT PONGO DE CAYNARACHI	<ul style="list-style-type: none"> <li>- El módulo estándar aprobado considera una corriente de 25 kA para el Elemento, sin embargo, lo instalado por el Titular corresponde a una corriente de corto circuito de 31,5 kA.</li> <li>- Cuenta con equipo de medición y equipo de protección y control.</li> <li>- Con relación a los transformadores de corriente se aprobaron con características, 600-1200/1/1/1A, 2x30 VA - 5P20, 30 VA - CI 0,5, sin embargo, se han instalado transformadores de corriente con características, 200-400/1/1/1A, 3x15 VA - 5P20, 15 VA - CI 0,2.</li> <li>- Con relación a los transformadores de tensión se aprobaron con características, 60/V3 / 0,1/V3 0,1/V3 kV, 30 VA - 3P, 30 VA - CI 0,5, sin embargo, se han instalado transformadores de tensión con características 60/V3 / 0,1/V3 / 0,1/V3 kV, 15 VA - 3P, 15 VA - CI 0,2.</li> </ul>

Área	Titular	Instalación	Nombre	Diferencias y anotaciones del acta
4	ELECTRO ORIENTE	SET AT/MT YURIMAGUAS	Celda de Línea-Transformador, 60 kV, SET AT/MT YURIMAGUAS	<ul style="list-style-type: none"> <li>- El módulo estándar aprobado considera una corriente de 25 kA para el Elemento, sin embargo, lo instalado por el Titular corresponde a una corriente de corto circuito de 31,5 kA.</li> <li>- Cuenta con equipo de medición y equipo de protección y control.</li> <li>- Con relación a los transformadores de corriente se aprobaron con características, 600-1200/1/1/1A, 2x30 VA - 5P20, 30 VA - CI 0,5, sin embargo, se han instalado transformadores de corriente con características, 200-400/1/1/1A, 3x15 VA - 5P20, 15 VA - CI 0,2.</li> <li>- Con relación a los transformadores de tensión se aprobaron con características, 60/V3 / 0,1/V3 0,1/V3 kV, 30 VA - 3P, 30 VA - CI 0,5, sin embargo, se han instalado transformadores de tensión con características 60/V3 / 0,1/V3 / 0,1/V3 kV, 15 VA - 3P, 15 VA - CI 0,2.</li> </ul>
5	ELECTROCENTRO	SET AT/MT CHUPACA	Transformador de Potencia 5 MVA, 33/10 kV, SET AT/MT CHUPACA	<ul style="list-style-type: none"> <li>- El módulo estándar aprobado considera la implementación de un segundo transformador de 33/10 KV - 5 MVA (ONAF), sin embargo, el Titular ha instalado un transformador de 33/13,2 kV - 5/6,25 MVA (ONAN/ONAF).</li> <li>- Con respecto a las obras civiles cuenta con una base de transformador que incluye fosa de aceite y buzón de cables, sin embargo, no se cuenta con losa de rieles; asimismo cuenta con rieles y base de tiro para transformador, pero no cuenta con rieles y base de tiro de acceso principal del transformador.</li> <li>- No cuenta con muro separador.</li> <li>- No cuenta con un sistema automático de detección contra incendios.</li> </ul>
6	PLUZ ENERGIA PERÚ	SET AT/MT CHANCAY	Celda de Alimentador 20 kV, CHANCAY 60/10 kV	<ul style="list-style-type: none"> <li>- El módulo estándar aprobado considera una corriente de cortocircuito de 16 kA para el elemento, sin embargo, lo instalado por el Titular corresponde a una corriente de 25 kA.</li> <li>- El módulo considera la instalación de pararrayos, sin embargo, el Titular no los ha instalado.</li> <li>- El módulo estándar aprobado considera una celda al exterior, sin embargo, el Titular ha instalado una celda al interior de la sala de celdas.</li> <li>- El módulo estándar aprobado considera la instalación de equipos de medición, protección y control, los cuales se han instalado en la parte frontal de la celda.</li> </ul>
6	PLUZ ENERGIA PERÚ	SET AT/MT Pershing	Celda 60kV-AC, SET AT/MT Pershing	<ul style="list-style-type: none"> <li>- El módulo estándar aprobado para el Elemento considera una corriente de cortocircuito de 31.5 kA, lo cual ha sido verificado.</li> <li>- El módulo estándar considera una instalación de tipo exterior para el Elemento, sin embargo, el Titular ha implementado una instalación de tipo interior, compatible con las instalaciones existentes.</li> <li>- El módulo estándar aprobado indica la instalación de tres (03) transformadores de corriente con las características técnicas siguientes: 60 kV, 325 KVp (BIL), 600/1200/1/1/1A, 2x30 VA - 5P20, 30 VA CI. 0,5, sin embargo, el Titular ha instalado transformadores de corriente (03) de las características siguientes: 72,5 kV, 325 KVp (BIL), 2000/5/5/5 A; 2x30 VA - 5P20, 30 VA - CI 0,5.</li> <li>- El módulo aprobado considera un ítem para el control, protección y medición. Con respecto a la medición el Titular solo ha instalado un amperímetro analógico en el tablero de la celda. Con respecto al control no cuenta con equipo propio, el Titular manifiesta que, en esta etapa,</li> </ul>

Área	Titular	Instalación	Nombre	Diferencias y anotaciones del acta
				<p>las operaciones se hacen a través de llaves de mando en la subestación y desde el centro de control (solo interruptor de potencia) a través de la RTU, ello hasta que se automatice la subestación. Con respecto a la protección, no cuenta con equipo propio, sino que afirma que el acoplamiento está protegido por el relé de protección de barras</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- El módulo estándar aprobado considera, entre otros, como parte de su equipamiento principal: 1) Un (01) relé de protección diferencial de barra (Unidad de bahía - 1 Un.); 2) Un (01) relé de protección diferencial de barra (Unidad de central para solución distribuida - 0,25 Un.); sin embargo, el Titular ha instalado 02 relés SEL-487B para la protección diferencial de barras, pero no cuenta con un relé de protección diferencial de barra para la unidad de bahía. El Titular indica que la subestación Pershing actualmente cuenta con la Protección diferencial de barra tipo concentrada y no es necesario instalar relés de protección diferencial de barras para cada unidad de bahía.</li> <li>- El módulo estándar aprobado considera la instalación de pararrayos, sin embargo, el Titular no los ha implementado.</li> </ul>
6	PLUZ ENERGIA PERÚ	SET AT/MT Pershing	Celda 60kV-LI, SET AT/MT PERSHING	<ul style="list-style-type: none"> <li>- El módulo estándar aprobado para el Elemento considera una corriente de cortocircuito de 31.5 kA, para el Elemento lo cual ha sido verificado.</li> <li>- El módulo estándar considera una instalación de tipo exterior para el Elemento, sin embargo, el Titular ha implementado una instalación de tipo interior, compatible con las instalaciones existentes.</li> <li>- El módulo estándar aprobado indica la instalación de tres (03) transformadores de corriente con las características técnicas siguientes: 60 kV, 325 KVp (BIL), 600I200/1/1/1A, 2x30 VA - 5P20, 30 VA Cl. 0,5, sin embargo, el Titular ha instalado transformadores de corriente (03) de las características siguientes: 72,5 kV, 325 KVp (BIL), 600-1200/5/5/5 A; 2x30 VA - 5P20, 30 VA - Cl 0,5.</li> <li>- El módulo estándar aprobado indica la instalación de tres (03) transformadores de tensión capacitivos con las características técnicas siguientes: 60 kV, 325 KVp (BIL), 60/V3 / 0,1/V3 0,1/V3 kV, 30 VA - 3P, 30 VA - Cl 0,5, sin embargo, el Titular ha instalado transformadores de tensión inductivos (03) de las características siguientes: 72,5 kV, 325 kVp (BIL), 60000/√3 / 110/√3 V; Cl. 0.5, 50VA.</li> <li>- El módulo aprobado considera un ítem para el control, protección y medición. Con respecto a la medición el Titular solo ha instalado un voltímetro y amperímetro analógico en el tablero de la celda. Con respecto al control no cuenta con equipo propio, el Titular manifiesta que, en esta etapa, las operaciones se hacen a través de llaves de mando en la subestación y desde el centro de control (solo interruptor de potencia) a través de la RTU, ello hasta que se automatice la subestación. Con respecto a la protección, cuenta con equipo de protección, principal y de respaldo.</li> <li>- El módulo estándar aprobado considera, entre otros, como parte de su equipamiento principal: 1) Un (01) relé de protección diferencial de barra (Unidad de bahía - 1 Un.); 2) Un (01) relé de protección diferencial de barra (Unidad de central para solución distribuida - 0,25</li> </ul>

Área	Titular	Instalación	Nombre	Diferencias y anotaciones del acta
				Un.); sin embargo, el Titular ha instalado 02 relés SEL-487B para la protección diferencial de barras, pero no cuenta con un relé de protección diferencial de barra para la unidad de bahía. El Titular indica que la subestación Pershing actualmente cuenta con la Protección diferencial de barra tipo concentrada y no es necesario instalar relés de protección diferencial de barras para cada unidad de bahía. - El módulo estándar aprobado considera la instalación de pararrayos, sin embargo, el Titular no los ha implementado.
9	SEAL	LÍNEA DE TRANSMISIÓN	Línea de Transmisión SET Challapampa – Goyoneche, 1 km	- El módulo estándar aprobado considera una sección de 240mm <sup>2</sup> , sin embargo, el Titular ha instalado una sección de 500 mm <sup>2</sup> , mayor a la aprobada. - El módulo estándar aprobado considera una longitud de línea subterránea simple terna, directamente enterrada, de longitud 1 km; sin embargo, el Titular ha instalado una línea subterránea enductada simple terna de longitud 0,915 km. - Con respecto a las obras civiles, cabe mencionar lo indicado en el literal n) del numeral 6.3.2 del Informe N° 499-2018-GRT: " (...). Asimismo, conforme señala la propia SEAL, se deja constancia que, la empresa Olazabal International Investment & Services S.A.C., se hace cargo de las obras civiles asociadas a la línea en análisis, por lo cual, para efectos remunerativos, el Módulo estándar a aplicar no tomará en cuenta las obras civiles. En este punto, se deja claro que, el monto a remunerar por la mencionada línea será determinada con posterioridad a la suscripción del Acta de Puesta en Servicio y de manera definitiva, retirando para ello, los costos asociados a obras civiles, los cuales serán asumidos por la empresa tercera, siendo que, SEAL, en ese momento y en el futuro, no podrá solicitar alguna remuneración adicional o reembolso. Por lo expuesto, se aprueba la línea solicitada, con código modular LT033SIU0XXS0C3240S2-Dif", que corresponde a un código modular "LT033SIU0XXS0C3240S2" sin obras civiles.
9	SEAL	SET AT/MT Goyoneche	Transformador de Potencia 33/10 kV- 25 MVA, SET AT/MT Goyoneche	- El módulo estándar aprobado considera la implementación de un transformador de 33/10 kV – 25 MVA (ONAF), sin embargo, el Titular ha instalado un transformador de 33,5/10,4 kV – 20/25 MVA (ONAN/ONAF). - Con respecto a las obras civiles la base de transformador cuenta con fosa de aceite, buzón de cables y losa de rieles; asimismo cuenta con rieles y base de tiro para transformador, y rieles de acceso principal del transformador, pero sin base de tiro. - No cuenta con muro separador entre el transformador y la sala de celdas, en su lugar el Titular ha instalado una placa de fibrosilicato incombustible adosada a la pared de la sala de celdas según lo explicado por el Titular. - No cuenta con un sistema automático de detección contra incendios. - Cuenta con tablero regulador de tensión.
9	SEAL	SET AT/MT Goyoneche	Celda de Línea-Transformador 33 kV, SET AT/MT Goyoneche	- El módulo estándar aprobado para el Elemento considera una corriente de cortocircuito de 25 kA, sin embargo, el Titular ha instalado el Elemento con una corriente de corto circuito de 31.5 kA.

Área	Titular	Instalación	Nombre	Diferencias y anotaciones del acta
				<ul style="list-style-type: none"> <li>- El módulo estándar considera una instalación de tipo exterior para el Elemento, sin embargo, el Titular ha implementado una instalación de tipo interior.</li> <li>- El módulo estándar aprobado indica la instalación de tres (03) transformadores de corriente con las características técnicas siguientes: 600-1200/1/1/1A, 2x30 VA -5P10, 30 VA Cl. 0,5, sin embargo, el Titular ha instalado transformadores de corriente (03) de las características siguientes: 400-800/5/5/5 A; 2x20 VA - 5P20, 15 VA - Cl 0,2.</li> <li>- El módulo estándar aprobado indica la instalación de tres (03) transformadores de tensión con las características técnicas siguientes: 33/V3 / 0,1/V3 0,1/V3 kV, 30 VA - 3P, 30 VA - Cl 0,5, sin embargo, el Titular ha instalado transformadores de tensión (03) de las características siguientes: 33000/√3 / 100/√3/ 100/√3 V; 20 VA - 3P, 20 VA - Cl 0,2.</li> <li>- Cuenta con equipos de control, protección y medición.</li> </ul>
9	SEAL	SET AT/MT Goyoneche	Celda de Transformador 10kV (Goyoneche), SET AT/MT Goyoneche	<ul style="list-style-type: none"> <li>- El módulo estándar aprobado considera una corriente de 16 kA para el Elemento, sin embargo, lo instalado por el Titular corresponde a una corriente de corto circuito de 25 kA.</li> <li>- El módulo estándar aprobado considera la instalación de equipos de medición, protección y control, los cuales se han instalado en la parte frontal de la celda.</li> </ul>
9	SEAL	SET AT/MT Goyoneche	Celda de Alimentador 10kV (Goyoneche), SET AT/MT Goyoneche	<ul style="list-style-type: none"> <li>- El módulo estándar aprobado considera una corriente de 16 kA para el Elemento, sin embargo, lo instalado por el Titular corresponde a una corriente de corto circuito de 25 kA.</li> <li>- El módulo estándar aprobado considera la instalación de equipos de medición, protección y control, los cuales se han instalado en la parte frontal de la celda.</li> </ul>
9	SEAL	SET AT/MT Goyoneche	Celda de Alimentador 10kV (Goyoneche), SET AT/MT Goyoneche	<ul style="list-style-type: none"> <li>- El módulo estándar aprobado considera una corriente de 16 kA para el Elemento, sin embargo, lo instalado por el Titular corresponde a una corriente de corto circuito de 25 kA.</li> <li>- El módulo estándar aprobado considera la instalación de equipos de medición, protección y control, los cuales se han instalado en la parte frontal de la celda.</li> </ul>
11	ELECTRO PUNO	SET AT/MT Azángaro	Celda de Alimentador, 23 kV, SET AT/MT Azángaro	<ul style="list-style-type: none"> <li>- El módulo estándar aprobado considera una celda equipada con seccionador de barra, seccionador de línea, transformadores de corriente, recloser y pararrayos, sin embargo, el Titular ha implementado una celda equipada con seccionador de barra, interruptor, seccionador de línea, transformadores de corriente y pararrayos.</li> <li>- El módulo estándar aprobado considera una corriente de 16 kA para el Elemento, sin embargo, lo instalado por el Titular corresponde a una corriente de corto circuito de 20 kA.</li> <li>- Cuenta con tablero de medición y tablero de protección y control al interior de una nueva sala de celdas.</li> </ul>
11	ELECTRO PUNO	SET AT/MT Azángaro	Celda de Alimentador, 23 kV, SET AT/MT Azángaro	<ul style="list-style-type: none"> <li>- El módulo estándar aprobado considera una celda equipada con seccionador de barra, seccionador de línea, transformadores de corriente, recloser y pararrayos, sin embargo, el Titular ha implementado una celda equipada con seccionador de barra, interruptor,</li> </ul>

Área	Titular	Instalación	Nombre	Diferencias y anotaciones del acta
				seccionador de línea, transformadores de corriente y pararrayos. - El módulo estándar aprobado considera una corriente de 16 kA para el Elemento, sin embargo, lo instalado por el Titular corresponde a una corriente de corto circuito de 20 kA. - Cuenta con tablero de medición y tablero de protección y control al interior de una nueva sala de celdas.

**Anexo K**  
**Responsabilidad de Pago por el uso de las**  
**instalaciones tipo SSTG, SSTGD y ST059**

**Cuadro K.I: Responsabilidad de Pago por el uso de las instalaciones tipo SSTG, SSTGD y ST059**

Sistema	Instalación	Responsables de Pago	Asignación Generación	Asignación Demanda
Asociado con C.H. YUNCÁN	Autotransformador 220/138/22.9 kV incluido celdas de conexión SET SANTA ISABEL	Titular de la Central Yaupi	100,00%	0,00%
Asociado con C.H. YUNCÁN	Celda de Línea a Carhuamayo L-2265 SET SANTA ISABEL	USO - Fuerza Distancia	100,00%	0,00%
Asociado con C.H. YUNCÁN	Celda de Transformador 220 kV G1 C.H. SANTA ISABEL	Titular de la Central Yuncán	100,00%	0,00%
Asociado con C.H. YUNCÁN	Celda de Transformador 220 kV G2 C.H. SANTA ISABEL	Titular de la Central Yuncán	100,00%	0,00%
Asociado con C.H. YUNCÁN	Celda de Transformador 220 kV G3 C.H. SANTA ISABEL	Titular de la Central Yuncán	100,00%	0,00%
Asociado con C.H. YUNCÁN	L.T. Santa Isabel - Carhuamayo Nueva L- 2266	USO - Fuerza Distancia	100,00%	0,00%
GD REP	Celda de Línea a Callalli L-1008, SET TINTAYA	Beneficios Económicos	85,93%	14,07%
GD REP	Celda de Línea a Callalli L-1020, SET SANTUARIO	Beneficios Económicos	97,22%	2,78%
GD REP	Celda de Línea a Cerro Verde L-1023, SET SOCABAYA	Beneficios Económicos	27,72%	72,28%
GD REP	Celda de Línea a Chiclayo Oeste L-2238, SET PIURA OESTE	Beneficios Económicos	89,25%	10,75%
GD REP	Celda de Línea a Chimbote 1 L-2232, SET TRUJILLO NORTE	Beneficios Económicos	28,69%	71,31%
GD REP	Celda de Línea a Chimbote 1 L-2233, SET TRUJILLO NORTE	Beneficios Económicos	28,69%	71,31%
GD REP	Celda de Línea a Piura Oeste L-2238, SET CHICLAYO OESTE	Beneficios Económicos	89,25%	10,75%
GD REP	Celda de Línea a San Juan L-2010, SET SANTA ROSA	Beneficios Económicos	7,95%	92,05%
GD REP	Celda de Línea a San Juan L-2011, SET SANTA ROSA	Beneficios Económicos	7,95%	92,05%
GD REP	Celda de Línea a Santa Rosa L-2010, SET SAN JUAN	Beneficios Económicos	7,95%	92,05%
GD REP	Celda de Línea a Santa Rosa L-2011, SET SAN JUAN	Beneficios Económicos	7,95%	92,05%
GD REP	Celda de Línea a Santuario L-1021, SET SOCABAYA	Beneficios Económicos	59,28%	40,72%
GD REP	Celda de Línea a Santuario L-1022, SET SOCABAYA	Beneficios Económicos	59,28%	40,72%
GD REP	Celda de Línea a Santuarios L-1020, SET CALLALLI	Beneficios Económicos	97,22%	2,78%
GD REP	Celda de Línea a Socabaya L-1021, SET SANTUARIO	Beneficios Económicos	59,28%	40,72%
GD REP	Celda de Línea a Socabaya L-1022, SET SANTUARIO	Beneficios Económicos	59,28%	40,72%

Sistema	Instalación	Responsables de Pago	Asignación Generación	Asignación Demanda
GD REP	Celda de Línea a Socabaya L-1023, SET CERRO VERDE	Beneficios Económicos	27,72%	72,28%
GD REP	Celda de Línea a Tintaya L-1008, SET CALLALLI	Beneficios Económicos	85,93%	14,07%
GD REP	Celda de Línea a Trujillo Norte L-2232, SET CHIMBOTE 1	Beneficios Económicos	28,69%	71,31%
GD REP	Celda de Línea a Trujillo Norte L-2233, SET CHIMBOTE 1	Beneficios Económicos	28,69%	71,31%
GD REP	Celda de Línea a Ventanilla L-2242, SET ZAPALLAL	Beneficios Económicos	17,78%	82,22%
GD REP	Celda de Línea a Ventanilla L-2243, SET ZAPALLAL	Beneficios Económicos	17,78%	82,22%
GD REP	Celda de Línea a Zapallal L-2242, SET VENTANILLA	Beneficios Económicos	17,78%	82,22%
GD REP	Celda de Línea a Zapallal L-2243, SET VENTANILLA	Beneficios Económicos	17,78%	82,22%
GD REP	L.T. Piura Oeste - Chiclayo Oeste, L-2238	Beneficios Económicos	89,25%	10,75%
GD REP	L.T. Santa Rosa - San Juan, L-2010/2011	Beneficios Económicos	7,95%	92,05%
GD REP	L.T. Santuario - Callalli, L-1020	Beneficios Económicos	85,93%	14,07%
GD REP	L.T. Santuario - Socabaya, L-1021/1022	Beneficios Económicos	59,28%	40,72%
GD REP	L.T. Socabaya - Cerro Verde, L-1023	Beneficios Económicos	27,72%	72,28%
GD REP	L.T. Tintaya - Callalli, L-1008	Beneficios Económicos	85,93%	14,07%
GD REP	L.T. Trujillo Norte - Chimbote 1, L-2232	Beneficios Económicos	28,69%	71,31%
GD REP	L.T. Trujillo Norte - Chimbote 1, L-2233	Beneficios Económicos	28,69%	71,31%
GD REP	L.T. Zapallal - Ventanilla, L-2242/2243	Beneficios Económicos	17,78%	82,22%
Mantaro-Lima	Celda de Línea a Campo Armiño L-2201, SET PACHACHACA	USO - Fuerza Distancia	100,00%	0,00%
Mantaro-Lima	Celda de Línea a Campo Armiño L-2202, SET PACHACHACA	USO - Fuerza Distancia	100,00%	0,00%
Mantaro-Lima	Celda de Línea a Campo Armiño L-2203, SET INDEPENDENCIA	USO - Fuerza Distancia	100,00%	0,00%
Mantaro-Lima	Celda de Línea a Campo Armiño L-2218, SET PACHACHACA	USO - Fuerza Distancia	100,00%	0,00%
Mantaro-Lima	Celda de Línea a Campo Armiño L-2219, SET PACHACHACA	USO - Fuerza Distancia	100,00%	0,00%
Mantaro-Lima	Celda de Línea a Campo Armiño L-2220, SET HUAYUCACHI	USO - Fuerza Distancia	100,00%	0,00%
Mantaro-Lima	Celda de Línea a Campo Armiño, SET HUANCAMELICA	USO - Fuerza Distancia	100,00%	0,00%

Sistema	Instalación	Responsables de Pago	Asignación Generación	Asignación Demanda
Mantaro-Lima	Celda de Línea a Cantera L-2090, SET CHILCA	USO - Fuerza Distancia	100,00%	0,00%
Mantaro-Lima	Celda de Línea a Cantera L-2207, SET INDEPENDENCIA	USO - Fuerza Distancia	100,00%	0,00%
Mantaro-Lima	Celda de Línea a Desierto L-2091, SET CHILCA	USO - Fuerza Distancia	100,00%	0,00%
Mantaro-Lima	Celda de Línea a Desierto L-2208, SET INDEPENDENCIA	USO - Fuerza Distancia	100,00%	0,00%
Mantaro-Lima	Celda de Línea a Huancavelica L-2231, SET INDEPENDENCIA	USO - Fuerza Distancia	100,00%	0,00%
Mantaro-Lima	Celda de Línea a Huayucachi L-2221, SET ZAPALLAL	USO - Fuerza Distancia	100,00%	0,00%
Mantaro-Lima	Celda de Línea a Independencia, SET HUANCAVELICA	USO - Fuerza Distancia	100,00%	0,00%
Mantaro-Lima	Celda de Línea a L-2008, SET CHAVARRIA	USO - Fuerza Distancia	100,00%	0,00%
Mantaro-Lima	Celda de Línea a L-2015, SET CHAVARRIA	USO - Fuerza Distancia	100,00%	0,00%
Mantaro-Lima	Celda de Línea a Pachachaca L-2222, SET CALLAHUANCA	USO - Fuerza Distancia	100,00%	0,00%
Mantaro-Lima	Celda de Línea a Pachachaca L-2223, SET CALLAHUANCA	USO - Fuerza Distancia	100,00%	0,00%
Mantaro-Lima	Celda de Línea a Pomacocha (PACHACHACA) L-2205, SET SAN JUAN	USO - Fuerza Distancia	100,00%	0,00%
Mantaro-Lima	Celda de Línea a Pomacocha (PACHACHACA) L-2206, SET SAN JUAN	USO - Fuerza Distancia	100,00%	0,00%
Mantaro-Lima	Celda de Línea a Purunhuasi L-2222, SET PACHACHACA	USO - Fuerza Distancia	100,00%	0,00%
Mantaro-Lima	Celda de Línea a Purunhuasi L-2223, SET PACHACHACA	USO - Fuerza Distancia	100,00%	0,00%
Mantaro-Lima	Celda de Línea a Purunhuasi L-2716, SET PACHACHACA	USO - Fuerza Distancia	100,00%	0,00%
Mantaro-Lima	Celda de Línea a San Juan L-2205, SET PACHACHACA	USO - Fuerza Distancia	100,00%	0,00%
Mantaro-Lima	Celda de Línea a San Juan L-2206, SET PACHACHACA	USO - Fuerza Distancia	100,00%	0,00%
Mantaro-Lima	Celda de Línea a Zapallal L-2221, SET HUAYUCACHI	USO - Fuerza Distancia	100,00%	0,00%
Mantaro-Lima	L.T. Campo Armiño - Huancavelica, L- 2203/2204	USO - Fuerza Distancia	100,00%	0,00%
Mantaro-Lima	L.T. Campo Armiño - Huayucachi, L-2220	USO - Fuerza Distancia	100,00%	0,00%
Mantaro-Lima	L.T. Campo Armiño - Pachachaca (*), L- 2201/2202	USO - Fuerza Distancia	100,00%	0,00%
Mantaro-Lima	L.T. Campo Armiño - Pachachaca, L- 2218/2219	USO - Fuerza Distancia	100,00%	0,00%

Sistema	Instalación	Responsables de Pago	Asignación Generación	Asignación Demanda
Mantaro-Lima	L.T. Chilca - Desierto, L-2091	USO - Fuerza Distancia	100,00%	0,00%
Mantaro-Lima	L.T. Chilca - La Cantera, L-2090	USO - Fuerza Distancia	100,00%	0,00%
Mantaro-Lima	L.T. Desierto - Independencia, L-2208	USO - Fuerza Distancia	100,00%	0,00%
Mantaro-Lima	L.T. Huancavelica - Independencia, L- 2203/2231	USO - Fuerza Distancia	100,00%	0,00%
Mantaro-Lima	L.T. Huayucachi - Zapallal, L-2221	USO - Fuerza Distancia	100,00%	0,00%
Mantaro-Lima	L.T. La Cantera - Independencia, L-2207	USO - Fuerza Distancia	100,00%	0,00%
Mantaro-Lima	L.T. Pachachaca - Callahuanca, L-2222/2223	USO - Fuerza Distancia	100,00%	0,00%
Mantaro-Lima	L.T. Pachachaca (*) - San Juan, L-2205/2206	USO - Fuerza Distancia	100,00%	0,00%
SST en la SE Santa Rosa	Celda de Conexión Grupo Generador UTI	Titular de la Central Santa Rosa	100,00%	0,00%
SST en la SE Santa Rosa	Celda de Llegada L-2001 (L.T. Huinco - Santa Rosa)	Titular de la Central Huinco	100,00%	0,00%
SST en la SE Santa Rosa	Celda de Llegada L-2002 (L.T. Huinco - Santa Rosa)	Titular de la Central Huinco	100,00%	0,00%
SST en la SE Chiclayo Oeste	Celda de Línea 220 kV a Carhuaquero L- 2240, SET CHICLAYO OESTE	USO - Fuerza Distancia	100,00%	0,00%
SST en la SE Quencoro	Celda de Línea 138 kV a C.H. Machupicchu L-1002, SET QUENCORO	USO - Fuerza Distancia	100,00%	0,00%
SST en la SE Ventanilla	Celda de Transformador 220 kV TG	Titular de la Central Ventanilla	100,00%	0,00%
SST en SE Paramonga Nueva	Celda de Línea 138 kV a Paramonga Existente L-1101 SET PARAMONGA NUEVA	Titular de la Central Cahua	63,70%	36,30%
SST en SE Paramonga Nueva	Celda de Transformador 220 kV SET PARAMONGA NUEVA	Titular de la Central Cahua	63,70%	36,30%
SST en SE Paramonga Nueva	Transformador de Potencia 220/138 kV, 65 MVA SET PARAMONGA NUEVA	Titular de la Central Cahua	63,70%	36,30%
SST Línea Quencoro-Tintaya	Celda de Línea a Quencoro L-1005, SET TINTAYA	USO - Fuerza Distancia	100,00%	0,00%
SST Línea Quencoro-Tintaya	Celda de Línea a Tintaya L-1005, SET QUENCORO	USO - Fuerza Distancia	100,00%	0,00%
SST Línea Quencoro-Tintaya	L.T. Quencoro - Tintaya, L-1005	USO - Fuerza Distancia	100,00%	0,00%
SST Toquepala - Aricota	Celda de Línea 138 kV a Aricota L-1026, SET TOQUEPALA	USO - Fuerza Distancia	100,00%	0,00%
SST Toquepala - Aricota	L.T. Toquepala - Aricota, L-1026	USO - Fuerza Distancia	100,00%	0,00%

Sistema	Instalación	Responsables de Pago	Asignación Generación	Asignación Demanda
SST Azángaro - Juliaca - Puno	Celda de Línea 138 kV a Azángaro L-1011 SET JULIACA	USO - Fuerza Distancia	100,00%	0,00%
SST Azángaro - Juliaca - Puno	Celda de Línea 138 kV a Juliaca L-1012 SET PUNO	USO - Fuerza Distancia	100,00%	0,00%
SST Azángaro - Juliaca - Puno	Celda de Línea 138 kV a Puno L-1012 SET JULIACA	USO - Fuerza Distancia	100,00%	0,00%
SST Azángaro - Juliaca - Puno	L.T. Azángaro - Juliaca, L-1011	USO - Fuerza Distancia	100,00%	0,00%
SST Azángaro - Juliaca - Puno	L.T. Juliaca - Puno, L-1012	USO - Fuerza Distancia	100,00%	0,00%
SST REP en la SE Chimbote 1	Autotransformador de Potencia 1, 220/138/13,8 kV, SET CHIMBOTE 1	USO - Fuerza Distancia	100,00%	0,00%
SST REP en la SE Chimbote 1	Celda 13,8 kV de Autransformador 1, SET CHIMBOTE 1	USO - Fuerza Distancia	100,00%	0,00%
SST REP en la SE Chimbote 1	Celda 138 kV de Autransformador 1, SET CHIMBOTE 1	USO - Fuerza Distancia	100,00%	0,00%
SST REP en la SE Chimbote 1	Celda 138 kV de Autransformador 2, SET CHIMBOTE 1	USO - Fuerza Distancia	100,00%	0,00%
SST REP en la SE Chimbote 1	Celda 220 kV de Autransformador 1, SET CHIMBOTE 1	USO - Fuerza Distancia	100,00%	0,00%
SST REP en la SE Chimbote 1	Celda de Línea 138 kV a Huallanca L-1103, SET CHIMBOTE 1	USO - Fuerza Distancia	100,00%	0,00%
SST REP en la SE Chimbote 1	Celda de Línea 138 kV a Huallanca L-1104, SET CHIMBOTE 1	USO - Fuerza Distancia	100,00%	0,00%
SST REP en la SE Chimbote 1	Celda de Línea 138 kV a Huallanca L-1105, SET CHIMBOTE 1	USO - Fuerza Distancia	100,00%	0,00%
SST Zapallal-Paramonga Nueva-Chimbote 1	Celda de Línea 220 kV a Chimbote 1 L-2216, SET PARAMONGA NUEVA	USO - Fuerza Distancia	32,75%	67,25%
SST Zapallal-Paramonga Nueva-Chimbote 1	Celda de Línea 220 kV a Paramonga Nueva L-2214, SET ZAPALLAL	USO - Fuerza Distancia	34,86%	65,14%
SST Zapallal-Paramonga Nueva-Chimbote 1	Celda de Línea 220 kV a Paramonga Nueva L-2216, SET CHIMBOTE 1	USO - Fuerza Distancia	32,75%	67,25%
SST Zapallal-Paramonga Nueva-Chimbote 1	Celda de Línea 220 kV a Zapallal L-2214, SET PARAMONGA NUEVA	USO - Fuerza Distancia	34,86%	65,14%
SST Zapallal-Paramonga Nueva-Chimbote 1	L.T. Paramonga Nueva - Chimbote 1, L-2216	USO - Fuerza Distancia	32,75%	67,25%
SST Zapallal-Paramonga Nueva-Chimbote 1	L.T. Zapallal - Paramonga Nueva, L-2214	USO - Fuerza Distancia	34,86%	65,14%
SST Independencia (Adenda 5)	Celda de Línea L-6608 a CT EGASA	Titular de la Central Egasa	100,00%	0,00%
SST Piura Oeste - Chiclayo Oeste (Adenda 6)	Celda de Línea a La Niña L-2241, SET CHICLAYO OESTE	USO - Fuerza Distancia	0,81%	99,19%
SST Piura Oeste - Chiclayo Oeste (Adenda 6)	Celda de Línea a La Niña L-2241, SET PIURA OESTE	USO - Fuerza Distancia	0,81%	99,19%

Sistema	Instalación	Responsables de Pago	Asignación Generación	Asignación Demanda
SST Piura Oeste - Chiclayo Oeste (Adenda 6)	Repotenciación del circuito existente (L- 2238) para incrementar la potencia de transmisión de 152 MVA a 180 MVA.	USO - Fuerza Distancia	0,81%	99,19%
SST Piura Oeste - Chiclayo Oeste (Adenda 6)	Segundo Circuito de L.T. Piura Oeste - Chiclayo Oeste con capacidad de 180 MVA	USO - Fuerza Distancia	0,81%	99,19%
SST asociado a la Adenda 7	Celda de Conexión Grupo Generador UTI	Titular de la Central Santa Rosa	100,00%	0,00%
SST asociado a la Adenda 7	Celda de Línea 220 kV a Paramonga Nueva L-2214, SET ZAPALLAL	USO - Fuerza Distancia	100,00%	0,00%
SST asociado a la Adenda 7	Celda de Línea a Chilca L-2093, SET SAN JUAN	USO - Fuerza Distancia	100,00%	0,00%
SST asociado a la Adenda 7	Celda de Línea a Chilca L-2094, SET SAN JUAN	USO - Fuerza Distancia	100,00%	0,00%
SST asociado a la Adenda 7	Celda de Línea a Chilca L-2095, SET SAN JUAN	USO - Fuerza Distancia	100,00%	0,00%
SST asociado a la Adenda 7	Celda de Línea a Huayucachi L-2221, SET ZAPALLAL	USO - Fuerza Distancia	100,00%	0,00%
SST asociado a la Adenda 7	Celda de Línea a L-2008, SET CHAVARRIA	USO - Fuerza Distancia	100,00%	0,00%
SST asociado a la Adenda 7	Celda de Línea a L-2015, SET CHAVARRIA	USO - Fuerza Distancia	100,00%	0,00%
SST asociado a la Adenda 7	Celda de Línea a Pomacocha (PACHACHACA) L-2205, SET SAN JUAN	USO - Fuerza Distancia	100,00%	0,00%
SST asociado a la Adenda 7	Celda de Línea a Pomacocha (PACHACHACA) L-2206, SET SAN JUAN	USO - Fuerza Distancia	100,00%	0,00%
SST asociado a la Adenda 7	Celda de Línea a San Juan L-2010, SET SANTA ROSA	USO - Fuerza Distancia	100,00%	0,00%
SST asociado a la Adenda 7	Celda de Línea a San Juan L-2011, SET SANTA ROSA	USO - Fuerza Distancia	100,00%	0,00%
SST asociado a la Adenda 7	Celda de Línea a Santa Rosa L-2010, SET SAN JUAN	USO - Fuerza Distancia	100,00%	0,00%
SST asociado a la Adenda 7	Celda de Línea a Santa Rosa L-2011, SET SAN JUAN	USO - Fuerza Distancia	100,00%	0,00%
SST asociado a la Adenda 7	Celda de Línea a Ventanilla L-2242, SET ZAPALLAL	USO - Fuerza Distancia	100,00%	0,00%
SST asociado a la Adenda 7	Celda de Línea a Ventanilla L-2243, SET ZAPALLAL	USO - Fuerza Distancia	100,00%	0,00%
SST asociado a la Adenda 7	Celda de Línea a Zapallal L-2242, SET VENTANILLA	USO - Fuerza Distancia	100,00%	0,00%
SST asociado a la Adenda 7	Celda de Línea a Zapallal L-2243, SET VENTANILLA	USO - Fuerza Distancia	100,00%	0,00%
SST asociado a la Adenda 7	Celda de Llegada L-2001 (L.T. Huinco - Santa Rosa)	Titular de la Central Huinco	100,00%	0,00%
SST asociado a la Adenda 7	Celda de Llegada L-2002 (L.T. Huinco - Santa Rosa)	Titular de la Central Huinco	100,00%	0,00%

Sistema	Instalación	Responsables de Pago	Asignación Generación	Asignación Demanda
SST asociado a la Adenda 7	Celda de Transformador 220 kV TG Ventanilla	Titular de la Central Ventanilla	100,00%	0,00%
SST Chiclayo Oeste - Guadalupe - Trujillo Norte (Adenda 9)	Celda de Línea a Guadalupe, SET CHICLAYO OESTE	USO - Fuerza Distancia	49,84%	50,16%
SST Chiclayo Oeste - Guadalupe - Trujillo Norte (Adenda 9)	Celda de Línea a Guadalupe, SET TRUJILLO NORTE	USO - Fuerza Distancia	49,84%	50,16%
SST Chiclayo Oeste - Guadalupe - Trujillo Norte (Adenda 9)	Celdas de Línea a Chiclayo Oeste y Trujillo Norte, SET GUADALUPE	USO - Fuerza Distancia	49,84%	50,16%
SST Chiclayo Oeste - Guadalupe - Trujillo Norte (Adenda 9)	Segundo Circuito de L.T. Chiclayo - Guadalupe - Trujillo con capacidad de 180 MVA	USO - Fuerza Distancia	49,84%	50,16%
SST asociado a la Adenda 10	Celda de Reactor Serie Chilca CTM, SET CHILCA - REP	USO - Fuerza Distancia	100,00%	0,00%
SST asociado a la Adenda 10	Celda de Reactor Serie Chilca REP, SET CHILCA - REP	USO - Fuerza Distancia	100,00%	0,00%
SST asociado a la Adenda 10	Reactor Serie 3x40 MVAR, SET CHILCA - REP, (R-26)	USO - Fuerza Distancia	100,00%	0,00%
SST asociado a la Adenda 11	Ampliación de la capacidad de transmisión de la L.T. 220 kV Pachachaca-Pomacocha de 152 MVA a 180 MVA (L-2226)	USO - Fuerza Distancia	51,36%	48,64%
SST asociado a la Adenda 14	Celda de Acoplamiento Doble Barra, SET REQUE	USO - Fuerza Distancia	10,68%	89,32%
SST asociado a la Adenda 14	Celda de Línea a Chiclayo Oeste L-2296, SET REQUE	USO - Fuerza Distancia	10,68%	89,32%
SST asociado a la Adenda 14	Celda de Línea a Chiclayo Oeste L-2297, SET REQUE	USO - Fuerza Distancia	10,68%	89,32%
SST asociado a la Adenda 14	Celda de Línea a Guadalupe L-2236, SET REQUE	USO - Fuerza Distancia	10,68%	89,32%
SST asociado a la Adenda 14	Celda de Línea a Guadalupe L-2237, SET REQUE	USO - Fuerza Distancia	10,68%	89,32%
SST asociado a la Adenda 14	Línea de Transmisión Derivación Reque a SET Reque (Deriv. L2236-2237/1)	USO - Fuerza Distancia	10,68%	89,32%
SST asociado a la Adenda 15	Ampliación de la Capacidad de Transmisión de la L.T. 220 kV San Juan - Chilca (L-2092/L-2088) de 350 MVA a 700 MVA	USO - Fuerza Distancia	9,53%	90,47%
SST asociado a la Adenda 15	Ampliación de la Capacidad de Transmisión de la L.T. 220 kV Ventanilla - Zapallal (L-2242/L-2243) de 152 MVA a 270 MVA	USO - Fuerza Distancia	63,85%	36,15%
SST asociado a la Adenda 15	Celda de Línea 220 kV a San Juan L-2098, SET CHILCA	USO - Fuerza Distancia	9,53%	90,47%
SST asociado a la Adenda 15	Celda de Línea 220 kV a SE Chavarria L- 2247, SET VENTANILLA	USO - Fuerza Distancia	43,00%	57,00%

Sistema	Instalación	Responsables de Pago	Asignación Generación	Asignación Demanda
SST asociado a la Adenda 15	Celda de Línea 220 kV a SE Chilca L-2092, SET SAN JUAN	USO - Fuerza Distancia	9,53%	90,47%
SST asociado a la Adenda 15	Celda de Línea 220 kV a SE Ventanilla L- 2247, SET CHAVARRIA	USO - Fuerza Distancia	43,00%	57,00%
SST asociado a la Adenda 15	Cuarto circuito 220 kV de 189 MVA, utilizando las estructuras existentes de la L.T. 220 kV Ventanilla-Chavarría (L-2247)	USO - Fuerza Distancia	43,00%	57,00%
SST asociado a la Adenda 16	Ampliación de la Capacidad de Transmisión de la L.T. 138 kV Paragsha - Huánuco (L-1120) de 45 MVA a 75 MVA	USO - Fuerza Distancia	16,42%	83,58%
SST asociado a la Adenda 16	Celda de Acoplamiento Doble Barra, SET AMARILIS	USO - Fuerza Distancia	16,42%	83,58%
SST asociado a la Adenda 16	Celda de Línea a Huánuco L-1144, SET AMARILIS	USO - Fuerza Distancia	16,42%	83,58%
SST asociado a la Adenda 16	Celda de Línea a Paragsha II L-1120, SET AMARILIS	USO - Fuerza Distancia	16,42%	83,58%
SST asociado a la Adenda 16	Celda de Línea a Tingo María L-1121, SET AMARILIS	USO - Fuerza Distancia	16,42%	83,58%
SST asociado a la Adenda 16	Línea de Transmisión Amarilis - Huanuco (L- 1144)	USO - Fuerza Distancia	16,42%	83,58%
SST asociado a la Adenda 16	Línea de Transmisión Amarilis - Paragsha II (L-1120)	USO - Fuerza Distancia	16,42%	83,58%
SST asociado a la Adenda 16	Línea de Transmisión Amarilis - Tingo María (L-1121)	USO - Fuerza Distancia	16,42%	83,58%
SST Chilca - San Juan	Celda de Línea a Chilca L-2093, SET SAN JUAN	USO - Fuerza Distancia	100,00%	0,00%
SST Chilca - San Juan	Celda de Línea a Chilca L-2094, SET SAN JUAN	USO - Fuerza Distancia	100,00%	0,00%
SST Chilca - San Juan	Celda de Línea a Chilca L-2095, SET SAN JUAN	USO - Fuerza Distancia	100,00%	0,00%
SST Chilca - San Juan	Celda de Línea a San Juan L-2093, SET CHILCA	USO - Fuerza Distancia	100,00%	0,00%
SST Chilca - San Juan	Celda de Línea a San Juan L-2094, SET CHILCA	USO - Fuerza Distancia	100,00%	0,00%
SST Chilca - San Juan	Celda de Línea a San Juan L-2095, SET CHILCA	USO - Fuerza Distancia	100,00%	0,00%
SST Chilca - San Juan	Celda de Transformador de conexión de CT de Kallpa TG2, SET CHILCA REP	Titular de la Central KALLPA	100,00%	0,00%
SST Chilca - San Juan	Celda de Transformador de conexión de CT de Kallpa, SET CHILCA	Titular de la Central KALLPA	100,00%	0,00%
SST Chilca - San Juan	L.T. San Juan - Chilca, L-2093	USO - Fuerza Distancia	100,00%	0,00%
SST Chilca - San Juan	L.T. San Juan - Chilca, L-2094/2095	USO - Fuerza Distancia	100,00%	0,00%
Sistema Chiclayo Oeste - Carhuaquero	Celda de Línea a Chiclayo Oeste L-2240, SET CARHUAQUERO	USO - Fuerza Distancia	100,00%	0,00%

Sistema	Instalación	Responsables de Pago	Asignación Generación	Asignación Demanda
Sistema Chiclayo Oeste - Carhuaquero	L.T. Chiclayo Oeste - Carhuaquero, L-2240	USO - Fuerza Distancia	100,00%	0,00%
SST de CONELSUR	Celda de Línea 220 kV a Santa Rosa L-2001, C.H. HUINCO	Titular de la Central Huinco	100,00%	0,00%
SST de CONELSUR	Celda de Línea 220 kV a Santa Rosa L-2002, C.H. HUINCO	Titular de la Central Huinco	100,00%	0,00%
SST de CONELSUR	Celda de Línea a Balnearios L-6060, C.H. MOYOPAMPA	USO - Fuerza Distancia	100,00%	0,00%
SST de CONELSUR	Celda de Línea a Cajamarquilla L-2009, C.H. CALLAHUANCA	USO - Fuerza Distancia	100,00%	0,00%
SST de CONELSUR	Celda de Línea a Callahuanca L-2007, C.H. MATUCANA	Titular de la Central Matucana	100,00%	0,00%
SST de CONELSUR	Celda de Línea a Callahuanca L-2009, SET MAT/AT CAJAMARQUILLA	USO - Fuerza Distancia	100,00%	0,00%
SST de CONELSUR	Celda de Línea a Callahuanca L-6040, C.H. HUAMPANÍ	USO - Fuerza Distancia	100,00%	0,00%
SST de CONELSUR	Celda de Línea a Callahuanca L-6111, C.H. MOYOPAMPA	USO - Fuerza Distancia	100,00%	0,00%
SST de CONELSUR	Celda de Línea a Chavarría L-2008, C.H. CALLAHUANCA	USO - Fuerza Distancia	100,00%	0,00%
SST de CONELSUR	Celda de Línea a Chavarría L-2015, SET MAT/AT CAJAMARQUILLA	USO - Fuerza Distancia	100,00%	0,00%
SST de CONELSUR	Celda de Línea a Chimay L-2257, SET YANANGO	USO - Fuerza Distancia	100,00%	0,00%
SST de CONELSUR	Celda de Línea a Chosica L-6731, C.H. MOYOPAMPA	USO - Fuerza Distancia	100,00%	0,00%
SST de CONELSUR	Celda de Línea a Huachipa L-6031, C.H. CALLAHUANCA	USO - Fuerza Distancia	100,00%	0,00%
SST de CONELSUR	Celda de Línea a Huampaní L-6040, C.H. CALLAHUANCA	USO - Fuerza Distancia	100,00%	0,00%
SST de CONELSUR	Celda de Línea a Matucana L-2007, C.H. CALLAHUANCA	USO - Fuerza Distancia	100,00%	0,00%
SST de CONELSUR	Celda de Línea a Moyopampa L-6111, C.H. CALLAHUANCA	USO - Fuerza Distancia	100,00%	0,00%
SST de CONELSUR	Celda de Línea a Ñaña I-6544, C.H. HUAMPANÍ	USO - Fuerza Distancia	100,00%	0,00%
SST de CONELSUR	Celda de Línea a Pachachaca L-2256, SET YANANGO	USO - Fuerza Distancia	100,00%	0,00%
SST de CONELSUR	Celda de Línea a Purunhuasi L-2716, C.H. CALLAHUANCA	USO - Fuerza Distancia	100,00%	0,00%
SST de CONELSUR	Celda de Línea a Salamanca L-6055, C.H. MOYOPAMPA	USO - Fuerza Distancia	100,00%	0,00%
SST de CONELSUR	Celda de Línea a Santa Rosa L-6011, C.H. MOYOPAMPA	USO - Fuerza Distancia	100,00%	0,00%
SST de CONELSUR	Celda de Línea a Santa Rosa L-6020, C.H. MOYOPAMPA	USO - Fuerza Distancia	100,00%	0,00%

Sistema	Instalación	Responsables de Pago	Asignación Generación	Asignación Demanda
SST de CONELSUR	Celda de Línea a Yanango L-2256, SET PACHACHACA	USO - Fuerza Distancia	100,00%	0,00%
SST de CONELSUR	Celda de Línea Transformador a Yanango L- 2257, SET CHIMAY	USO - Fuerza Distancia	100,00%	0,00%
SST de CONELSUR	Celda de Nuevo Transformador de 220 kV, SET MAT/AT SANTA ROSA	USO - Fuerza Distancia	100,00%	0,00%
SST de CONELSUR	Celda de Transformador 220 kV, C.H. CALLAHUANCA	Titular de la Central Callahuanca	100,00%	0,00%
SST de CONELSUR	Celda de Transformador 220 kV, SET YANAGO	Titular de la Central Yanango	100,00%	0,00%
SST de CONELSUR	Celda de Transformador 60 kV G1, C.H. HUAMPANÍ	Titular de la Central Huampaní	100,00%	0,00%
SST de CONELSUR	Celda de Transformador 60 kV G2, C.H. HUAMPANÍ	Titular de la Central Huampaní	100,00%	0,00%
SST de CONELSUR	Celda de Transformador G1, C.H. CALLAHUANCA	Titular de la Central Callahuanca	100,00%	0,00%
SST de CONELSUR	Celda de Transformador G1, C.H. HUINCO	Titular de la Central Huinco	100,00%	0,00%
SST de CONELSUR	Celda de Transformador G1, C.H. MOYOPAMPA	Titular de la Central Moyopampa	100,00%	0,00%
SST de CONELSUR	Celda de Transformador G2, C.H. CALLAHUANCA	Titular de la Central Callahuanca	100,00%	0,00%
SST de CONELSUR	Celda de Transformador G2, C.H. HUINCO	Titular de la Central Huinco	100,00%	0,00%
SST de CONELSUR	Celda de Transformador G2, C.H. MOYOPAMPA	Titular de la Central Moyopampa	100,00%	0,00%
SST de CONELSUR	Celda de Transformador G3, C.H. CALLAHUANCA	Titular de la Central Callahuanca	100,00%	0,00%
SST de CONELSUR	Celda de Transformador G3, C.H. HUINCO	Titular de la Central Huinco	100,00%	0,00%
SST de CONELSUR	Celda de Transformador G3, C.H. MOYOPAMPA	Titular de la Central Moyopampa	100,00%	0,00%
SST de CONELSUR	Celda de Transformador G4, C.H. CALLAHUANCA	Titular de la Central Callahuanca	100,00%	0,00%
SST de CONELSUR	Celda de Transformador G4, C.H. HUINCO	Titular de la Central Huinco	100,00%	0,00%
SST de CONELSUR	Celda de Transformador TG3, C.T. VENTANILLA	Titular de la Central Ventanilla	100,00%	0,00%

Sistema	Instalación	Responsables de Pago	Asignación Generación	Asignación Demanda
SST de CONELSUR	Celda de Transformador TG4, C.T. VENTANILLA	Titular de la Central Ventanilla	100,00%	0,00%
SST de CONELSUR	Celda de Transformador TG7 de 220 kV, SET MAT/AT SANTA ROSA	Titular de la Central Santa Rosa	100,00%	0,00%
SST de CONELSUR	L.T. Cajamarquilla - Chavarría, L-2015, L- 2008	USO - Fuerza Distancia	100,00%	0,00%
SST de CONELSUR	L.T. Callahuanca - Cajamarquilla, L-2009, L- 2008	USO - Fuerza Distancia	100,00%	0,00%
SST de CONELSUR	L.T. Callahuanca - Huachipa, L-6031	USO - Fuerza Distancia	100,00%	0,00%
SST de CONELSUR	L.T. Callahuanca - Huampaní, L-6031, L- 6040	USO - Fuerza Distancia	100,00%	0,00%
SST de CONELSUR	L.T. Callahuanca - Moyopampa, L-6111	USO - Fuerza Distancia	100,00%	0,00%
SST de CONELSUR	L.T. Chimay - Yanango, L-2257, L-2257	Titular de la Central Chimay	100,00%	0,00%
SST de CONELSUR	L.T. Huampaní - Ñaña, L-6544, L-6031	USO - Fuerza Distancia	100,00%	0,00%
SST de CONELSUR	L.T. Huinco - Santa Rosa, L-2001, L-2002	Titular de la Central Huinco	100,00%	0,00%
SST de CONELSUR	L.T. Matucana - Callahuanca, L-2007	Titular de la Central Matucana	100,00%	0,00%
SST de CONELSUR	L.T. Moyopampa - Chosica, L-6731	USO - Fuerza Distancia	100,00%	0,00%
SST de CONELSUR	L.T. Moyopampa - Salamanca, L-6055, L- 6060	USO - Fuerza Distancia	100,00%	0,00%
SST de CONELSUR	L.T. Moyopampa - Santa Rosa , L- 6011,L6020	USO - Fuerza Distancia	100,00%	0,00%
SST de CONELSUR	L.T. Purunhuasi - Callahuanca, L-2716	USO - Fuerza Distancia	100,00%	0,00%
SST de CONELSUR	L.T. Salamanca - Balnearios, L-6060	USO - Fuerza Distancia	100,00%	0,00%
SST de CONELSUR	L.T. Yanango - Pachachaca, L-2256, L-2256	USO - Fuerza Distancia	100,00%	0,00%
SST de Etenorte en SE Chimbote	Autotransformador de Potencia 2, 220/138 kV, SET CHIMBOTE 1	USO - Fuerza Distancia	100,00%	0,00%
SST de Etenorte en SE Chimbote	Celda 13,8 kV de Autransformador 2, SET CHIMBOTE 1	USO - Fuerza Distancia	100,00%	0,00%
SST de Etenorte en SE Chimbote	Celda 138 kV de Autransformador 2, SET CHIMBOTE 1	USO - Fuerza Distancia	100,00%	0,00%
SST de Etenorte en SE Chimbote	Celda 220 kV de Autransformador 2, SET CHIMBOTE 1	USO - Fuerza Distancia	100,00%	0,00%
SST de Eteselva	Celda de Línea 220 kV a Aguaytía L-2251, SET TINGO MARIA	USO - Fuerza Distancia	100,00%	0,00%
SST de Eteselva	Celda de Línea 220 kV a Tingo María L- 2251, SET AGUAYTIA	USO - Fuerza Distancia	100,00%	0,00%

Sistema	Instalación	Responsables de Pago	Asignación Generación	Asignación Demanda
SST de Eteselva	Celda de Línea 220 kV a Tingo María L- 2252, SET VIZCARRA (ISA PERÚ)	USO - Fuerza Distancia	100,00%	0,00%
SST de Eteselva	Celda de Línea 220 kV a Vizcarra L-2252, SET TINGO MARIA	USO - Fuerza Distancia	100,00%	0,00%
SST de Eteselva	Celda de Transformador 220 kV TG 1, SET AGUAYTIA	Titular de la Central Aguaytía	100,00%	0,00%
SST de Eteselva	Celda de Transformador 220 kV TG 2, SET AGUAYTIA	Titular de la Central Aguaytía	100,00%	0,00%
SST de Eteselva	L.T. Aguaytía - Tingo María, L-2251	USO - Fuerza Distancia	100,00%	0,00%
SST de Eteselva	L.T. Tingo María - Vizcarra, L-2252	USO - Fuerza Distancia	100,00%	0,00%
SST de Eteselva	Celda de Línea 220 kV a Tingo María L- 2252, SET VIZCARRA (ANTAMINA)	USO - Fuerza Distancia	100,00%	0,00%
SST EGEMSA	Celda de Línea 138 kV a Cachimayo L-1001, SET MACHUPICCHU	USO - Fuerza Distancia	100,00%	0,00%
SST EGEMSA	Celda de Línea 138 kV a Machupicchu L- 1001, SET CACHIMAYO	USO - Fuerza Distancia	100,00%	0,00%
SST EGEMSA	Celda de Línea 138 kV a Dolorespata L- 1003, SET CACHIMAYO	USO - Fuerza Distancia	100,00%	0,00%
SST EGEMSA	Celda Línea 138 kV a Quencoro L-1002, SET MACHUPICCHU	USO - Fuerza Distancia	100,00%	0,00%
SST EGEMSA	Celda Línea 138 kV a Cachimayo L-1003, SET DOLORESPATA	USO - Fuerza Distancia	100,00%	0,00%
SST EGEMSA	L.T. Dolorespata - Cachimayo, L-1003	USO - Fuerza Distancia	100,00%	0,00%
SST EGEMSA	L.T. Machupicchu - Cachimayo, L-1001	USO - Fuerza Distancia	100,00%	0,00%
SST EGEMSA	L.T. Machupicchu - Quencoro, L-1002	USO - Fuerza Distancia	100,00%	0,00%
SST Electroandes	Celda de Línea 220 kV L-2265, SET CARHUAMAYO	Titular de la Central Yaupi	100,00%	0,00%
SST Electroandes	Celda de Transformador 220 kV, SET YAUPI	Titular de la Central Yaupi	100,00%	0,00%
SST Electroandes	Celda de Transformador 220 kV, SET YAUPI	Titular de la Central Yaupi	100,00%	0,00%
SST Electroandes	L.T. Carhuamayo - Santa Isabel, L-2265	Titular de la Central Yaupi	100,00%	0,00%
SST Electroandes	Transformador de Potencia 220/10 kV, 60 MVA, SET YAUPI	Titular de la Central Yaupi	100,00%	0,00%
SST Electroandes	Transformador de Potencia 220/10 kV, 75 MVA, SET YAUPI	Titular de la Central Yaupi	100,00%	0,00%
SST Huallanca - Chimbote 1	Celda de Línea 138 kV a Chimbote L-1103, SET HUALLANCA	USO - Fuerza Distancia	100,00%	0,00%
SST Huallanca - Chimbote 1	Celda de Línea 138 kV a Chimbote L-1104, SET HUALLANCA	USO - Fuerza Distancia	100,00%	0,00%

Sistema	Instalación	Responsables de Pago	Asignación Generación	Asignación Demanda
SST Huallanca - Chimbote I	L.T. Huallanca - Chimbote, L-1103/L-1104/L- 1105	USO - Fuerza Distancia	100,00%	0,00%
SST Huanchor	Celda de Línea 50 kV L-6535 A, SET CARLOS FRANCISCO	Titular de la Central Huanchor	100,00%	0,00%
SST Huanchor	Celda de Línea 50 kV L-6535 D, SET SAN MATEO	Titular de la Central Huanchor	100,00%	0,00%
SST Huanchor	L.T. San Mateo - Carlos Francisco, L-6535	Titular de la Central Huanchor	100,00%	0,00%
SST ILO	Celdas de Línea 220 kV a Moquegua L- 2027,L-2028 SET ILO 2	Titular de la C.T. RF PLANTA ILO	100,00%	0,00%
SST ILO	Celdas de Línea 220 kV a Ilo 2 L-2027, L- 2028 SET MOQUEGUA	Titular de la C.T. RF PLANTA ILO	100,00%	0,00%
SST ILO	L.T. Ilo 2 - Moquegua, L-2027 y L-2028	Titular de la C.T. RF PLANTA ILO	100,00%	0,00%
SST Paramonga Nueva - Paramonga Existente	Celda de Línea 138 kV a Paramonga Nueva L-1101, SET Paramonga Existente	Titular de la Central Cahua	63,70%	36,30%
SST Paramonga Nueva - Paramonga Existente	L.T. Paramonga Nueva - Paramonga Existente, L-1101	Titular de la Central Cahua	63,70%	36,30%
SST SAN GABÁN	Celda de Línea a Juliaca, SET AZANGARO	USO - Fuerza Distancia	100,00%	0,00%
SST SAN GABÁN	Celda de Línea a San Rafael, C.H. SAN GABAN II	USO - Fuerza Distancia	100,00%	0,00%
SST SAN GABÁN	Celda de Línea a San Rafael, SET AZANGARO	USO - Fuerza Distancia	100,00%	0,00%
SST SAN GABÁN	L.T. San Gabán II - San Rafael, L-1013	USO - Fuerza Distancia	100,00%	0,00%
SST SAN GABÁN	L.T. San Rafael -Azángaro, L-1009	USO - Fuerza Distancia	100,00%	0,00%
SST-Electroperú	Celda de Línea a Huancavelica L-204, SET CAMPO ARMIÑO	USO - Fuerza Distancia	100,00%	0,00%
SST-Electroperú	Celda de Línea a Huayucachi L-220, SET CAMPO ARMIÑO	USO - Fuerza Distancia	100,00%	0,00%
SST-Electroperú	Celda de Línea a Independencia L-203, SET CAMPO ARMIÑO	USO - Fuerza Distancia	100,00%	0,00%
SST-Electroperú	Celda de Línea a Pachachaca L-218, SET CAMPO ARMIÑO	USO - Fuerza Distancia	100,00%	0,00%
SST-Electroperú	Celda de Línea a Pachachaca L-219, SET CAMPO ARMIÑO	USO - Fuerza Distancia	100,00%	0,00%
SST-Electroperú	Celda de Línea a Pomacocha L-201, SET CAMPO ARMIÑO	USO - Fuerza Distancia	100,00%	0,00%
SST-Electroperú	Celda de Línea a Pomacocha L-202, SET CAMPO ARMIÑO	USO - Fuerza Distancia	100,00%	0,00%
SST-Luz del Sur	Celda de Línea L-6031 a CH Callahuanca en SET HUACHIPA	USO - Fuerza Distancia	100,00%	0,00%

Sistema	Instalación	Responsables de Pago	Asignación Generación	Asignación Demanda
SST-Luz del Sur	Celda de Línea L-6055 Moyopampa en SET SALAMANCA	USO - Fuerza Distancia	100,00%	0,00%
SST-Luz del Sur	Celda de Línea L-6068 a Salamanca en SET BALNEARIOS	USO - Fuerza Distancia	100,00%	0,00%
SST-Luz del Sur	Celda de Línea L-6544 a Huampaní en SET ÑAÑA	USO - Fuerza Distancia	100,00%	0,00%
SST-Luz del Sur	Celda de Línea L-6731 Moyopampa en SET CHOSICA	USO - Fuerza Distancia	100,00%	0,00%
SST asociado a la Adenda 13	Celda de Línea a Talara, SET PARIÑAS	Titular de la Central Eólica Talara	7,08%	92,92%
SST asociado a la Adenda 13	Celda de Línea a Piura Oeste, SET PARIÑAS	Titular de la Central Eólica Talara	7,08%	92,92%
SST asociado a la Adenda 13	Celda de Acoplamiento 220 kV, SET PARIÑAS	Titular de la Central Eólica Talara	7,08%	92,92%
SST asociado a la Adenda 13	Enlace conexión hacia SE Pariñas L-2161	Titular de la Central Eólica Talara	7,08%	92,92%
SST asociado a la Adenda 13	Ampliación de la Capacidad de Transmisión de la LT 220 kV Talara - Piura de 152 MVA a 180 MVA (L-2248)	USO - Fuerza Distancia	77,13%	22,87%
SST asociado a la Adenda 21	Celda de Línea de 220 kV, SET CHILCA	USO - Fuerza Distancia	89,61%	10,39%
SST asociado a la Adenda 21	Celda de Línea de 220 kV, SET INDEPENDENCIA	USO - Fuerza Distancia	89,61%	10,39%
SST asociado a la Adenda 21	Línea de Transmisión de 220 kV, SET Chilca - SET Independencia (Tramo L-2090, Chilca - Derv Asia)	USO - Fuerza Distancia	89,61%	10,39%
SST asociado a la Adenda 21	Línea de Transmisión de 220 kV, SET Chilca - SET Independencia (Tramo L-2091, Derv Asia - Desierto)	USO - Fuerza Distancia	89,61%	10,39%
SST asociado a la Adenda 21	Línea de Transmisión de 220 kV, SET Chilca - SET Independencia (Tramo L-2090, Desierto - Independencia)	USO - Fuerza Distancia	89,61%	10,39%

**Anexo L**  
**Compensaciones Mensuales y Fórmulas de**  
**Actualización**

**Cuadro L.I: Compensación Mensual por el uso de las instalaciones tipo SSTG, SSTGD y ST059**

Empresa	Sistema	Instalación	Compensación Mensual (s/)
ENGIE	Asociado con C.H. YUNCÁN	Autotransformador 220/138/22.9 kV incluido celdas de conexión SET SANTA ISABEL	46 007
ENGIE	Asociado con C.H. YUNCÁN	Celda de Línea a Carhuamayo L-2265 SET SANTA ISABEL	13 340
ENGIE	Asociado con C.H. YUNCÁN	Celda de Transformador 220 kV G1 C.H. SANTA ISABEL	20 569
ENGIE	Asociado con C.H. YUNCÁN	Celda de Transformador 220 kV G2 C.H. SANTA ISABEL	20 569
ENGIE	Asociado con C.H. YUNCÁN	Celda de Transformador 220 kV G3 C.H. SANTA ISABEL	20 569
ENGIE	Asociado con C.H. YUNCÁN	L.T. Santa Isabel - Carhuamayo Nueva L-2266	325 676
REP	GD REP	Celda de Línea a Callalli L-1008, SET TINTAYA	14 429
REP	GD REP	Celda de Línea a Callalli L-1020, SET SANTUARIO	21 970
REP	GD REP	Celda de Línea a Cerro Verde L-1023, SET SOCABAYA	5 821
REP	GD REP	Celda de Línea a Chiclayo Oeste L-2238, SET PIURA OESTE	20 047
REP	GD REP	Celda de Línea a Chimbote 1 L-2232, SET TRUJILLO NORTE	9 233
REP	GD REP	Celda de Línea a Chimbote 1 L-2233, SET TRUJILLO NORTE	9 233
REP	GD REP	Celda de Línea a Piura Oeste L-2238, SET CHICLAYO OESTE	29 530
REP	GD REP	Celda de Línea a San Juan L-2010, SET SANTA ROSA	2 544
REP	GD REP	Celda de Línea a San Juan L-2011, SET SANTA ROSA	2 544
REP	GD REP	Celda de Línea a Santa Rosa L-2010, SET SAN JUAN	2 379
REP	GD REP	Celda de Línea a Santa Rosa L-2011, SET SAN JUAN	2 379
REP	GD REP	Celda de Línea a Santuario L-1021, SET SOCABAYA	12 447
REP	GD REP	Celda de Línea a Santuario L-1022, SET SOCABAYA	12 447
REP	GD REP	Celda de Línea a Santuarios L-1020, SET CALLALLI	19 863
REP	GD REP	Celda de Línea a Socabaya L-1021, SET SANTUARIO	13 395
REP	GD REP	Celda de Línea a Socabaya L-1022, SET SANTUARIO	13 395
REP	GD REP	Celda de Línea a Socabaya L-1023, SET CERRO VERDE	6 233

Empresa	Sistema	Instalación	Compensación Mensual (s/)
REP	GD REP	Celda de Línea a Tintaya L-1008, SET CALLALLI	17 558
REP	GD REP	Celda de Línea a Trujillo Norte L-2232, SET CHIMBOTE 1	6 240
REP	GD REP	Celda de Línea a Trujillo Norte L-2233, SET CHIMBOTE 1	6 240
REP	GD REP	Celda de Línea a Ventanilla L-2242, SET ZAPALLAL	5 060
REP	GD REP	Celda de Línea a Ventanilla L-2243, SET ZAPALLAL	5 060
REP	GD REP	Celda de Línea a Zapallal L-2242, SET VENTANILLA	5 343
REP	GD REP	Celda de Línea a Zapallal L-2243, SET VENTANILLA	5 343
REP	GD REP	L.T. Piura Oeste - Chiclayo Oeste, L-2238	653 532
REP	GD REP	L.T. Santa Rosa - San Juan, L-2010/2011	19 286
REP	GD REP	L.T. Santuario - Callalli, L-1020	301 639
REP	GD REP	L.T. Santuario - Socabaya, L-1021/1022	68 602
REP	GD REP	L.T. Socabaya - Cerro Verde, L-1023	5 420
REP	GD REP	L.T. Tintaya - Callalli, L-1008	305 680
REP	GD REP	L.T. Trujillo Norte - Chimbote 1, L-2232	147 426
REP	GD REP	L.T. Trujillo Norte - Chimbote 1, L-2233	156 931
REP	GD REP	L.T. Zapallal - Ventanilla, L-2242/2243	25 901
REP	Mantaro-Lima	Celda de Línea a Campo Armiño L-2201, SET PACHACHACA	40 429
REP	Mantaro-Lima	Celda de Línea a Campo Armiño L-2202, SET PACHACHACA	40 429
REP	Mantaro-Lima	Celda de Línea a Campo Armiño L-2203, SET INDEPENDENCIA	30 644
REP	Mantaro-Lima	Celda de Línea a Campo Armiño L-2218, SET PACHACHACA	40 429
REP	Mantaro-Lima	Celda de Línea a Campo Armiño L-2219, SET PACHACHACA	40 429
REP	Mantaro-Lima	Celda de Línea a Campo Armiño L-2220, SET HUAYUCACHI	28 820
REP	Mantaro-Lima	Celda de Línea a Campo Armiño, SET HUANCAVELICA	32 174
REP	Mantaro-Lima	Celda de Línea a Cantera L-2090, SET CHILCA	34 729
REP	Mantaro-Lima	Celda de Línea a Cantera L-2207, SET INDEPENDENCIA	30 644
REP	Mantaro-Lima	Celda de Línea a Desierto L-2091, SET CHILCA	34 729

Empresa	Sistema	Instalación	Compensación Mensual (s/)
REP	Mantaro-Lima	Celda de Línea a Desierto L-2208, SET INDEPENDENCIA	30 644
REP	Mantaro-Lima	Celda de Línea a Huancavelica L-2231, SET INDEPENDENCIA	30 644
REP	Mantaro-Lima	Celda de Línea a Huayucachi L-2221, SET ZAPALLAL	28 092
REP	Mantaro-Lima	Celda de Línea a Independencia, SET HUANCVELICA	32 174
REP	Mantaro-Lima	Celda de Línea a L-2008, SET CHAVARRIA	29 390
REP	Mantaro-Lima	Celda de Línea a L-2015, SET CHAVARRIA	29 390
REP	Mantaro-Lima	Celda de Línea a Pachachaca L-2222, SET CALLAHUANCA	34 932
REP	Mantaro-Lima	Celda de Línea a Pachachaca L-2223, SET CALLAHUANCA	34 932
REP	Mantaro-Lima	Celda de Línea a Pomacocha (PACHACHACA) L-2205, SET SAN JUAN	29 552
REP	Mantaro-Lima	Celda de Línea a Pomacocha (PACHACHACA) L-2206, SET SAN JUAN	29 552
REP	Mantaro-Lima	Celda de Línea a Purunhuasi L-2222, SET PACHACHACA	40 429
REP	Mantaro-Lima	Celda de Línea a Purunhuasi L-2223, SET PACHACHACA	40 429
REP	Mantaro-Lima	Celda de Línea a Purunhuasi L-2716, SET PACHACHACA	40 429
REP	Mantaro-Lima	Celda de Línea a San Juan L-2205, SET PACHACHACA	40 429
REP	Mantaro-Lima	Celda de Línea a San Juan L-2206, SET PACHACHACA	40 429
REP	Mantaro-Lima	Celda de Línea a Zapallal L-2221, SET HUAYUCACHI	28 820
REP	Mantaro-Lima	L.T. Campo Armiño - Huancavelica, L-2203/2204	660 441
REP	Mantaro-Lima	L.T. Campo Armiño - Huayucachi, L-2220	474 373
REP	Mantaro-Lima	L.T. Campo Armiño - Pachachaca (*), L-2201/2202	1 909 878
REP	Mantaro-Lima	L.T. Campo Armiño - Pachachaca, L-2218/2219	1 935 713
REP	Mantaro-Lima	L.T. Chilca - Desierto, L-2091	407 717
REP	Mantaro-Lima	L.T. Chilca - La Cantera, L-2090	316 200
REP	Mantaro-Lima	L.T. Desierto - Independencia, L-2208	230 066
REP	Mantaro-Lima	L.T. Huancavelica - Independencia, L-2203/2231	1 672 267
REP	Mantaro-Lima	L.T. Huayucachi - Zapallal, L-2221	1 359 100
REP	Mantaro-Lima	L.T. La Cantera - Independencia, L-2207	315 593

Empresa	Sistema	Instalación	Compensación Mensual (s/)
REP	Mantaro-Lima	L.T. Pachachaca - Callahuanca, L-2222/2223	672 236
REP	Mantaro-Lima	L.T. Pachachaca (*) - San Juan, L-2205/2206	1 127 828
REP	SST en la SE Santa Rosa	Celda de Conexión Grupo Generador UTI	26 331
REP	SST en la SE Santa Rosa	Celda de Llegada L-2001 (L.T. Huinco - Santa Rosa)	32 597
REP	SST en la SE Santa Rosa	Celda de Llegada L-2002 (L.T. Huinco - Santa Rosa)	32 597
REP	SST en la SE Chiclayo Oeste	Celda de Línea 220 kV a Carhuaquero L-2240, SET CHICLAYO OESTE	33 571
REP	SST en la SE Quencoro	Celda de Línea 138 kV a C.H. Machupicchu L-1002, SET QUENCORO	19 926
REP	SST en la SE Ventanilla	Celda de Transformador 220 kV TG	24 334
REP	SST en SE Paramonga Nueva	Celda de Línea 138 kV a Paramonga Existente L-1101 SET PARAMONGA NUEVA	8 082
REP	SST en SE Paramonga Nueva	Celda de Transformador 220 kV SET PARAMONGA NUEVA	16 013
REP	SST en SE Paramonga Nueva	Transformador de Potencia 220/138 kV, 65 MVA SET PARAMONGA NUEVA	83 659
REP	SST Línea Quencoro - Tintaya	Celda de Línea a Quencoro L-1005, SET TINTAYA	16 925
REP	SST Línea Quencoro - Tintaya	Celda de Línea a Tintaya L-1005, SET QUENCORO	19 587
REP	SST Línea Quencoro - Tintaya	L.T. Quencoro - Tintaya, L-1005	687 812
REP	SST Toquepala - Aricota	Celda de Línea 138 kV a Aricota L-1026, SET TOQUEPALA	25 691
REP	SST Toquepala - Aricota	L.T. Toquepala - Aricota, L-1026	124 834
REP	SST Azángaro - Juliaca - Puno	Celda de Línea 138 kV a Azángaro L-1011 SET JULIACA	18 381
REP	SST Azángaro - Juliaca - Puno	Celda de Línea 138 kV a Juliaca L-1012 SET PUNO	17 668
REP	SST Azángaro - Juliaca - Puno	Celda de Línea 138 kV a Puno L-1012 SET JULIACA	18 381
REP	SST Azángaro - Juliaca - Puno	L.T. Azángaro - Juliaca, L-1011	285 254
REP	SST Azángaro - Juliaca - Puno	L.T. Juliaca - Puno, L-1012	146 073
REP	SST REP en la SE Chimbote 1	Autotransformador de Potencia 1, 220/138/13.8 kV, SET CHIMBOTE 1	178 368

Empresa	Sistema	Instalación	Compensación Mensual (s/)
REP	SST REP en la SE Chimbote 1	Celda 13,8 kV de Autotransformador 1, SET CHIMBOTE 1	2 136
REP	SST REP en la SE Chimbote 1	Celda 138 kV de Autotransformador 1, SET CHIMBOTE 1	16 705
REP	SST REP en la SE Chimbote 1	Celda 138 kV de Autotransformador 2, SET CHIMBOTE 1	15 105
REP	SST REP en la SE Chimbote 1	Celda 220 kV de Autotransformador 1, SET CHIMBOTE 1	16 991
REP	SST REP en la SE Chimbote 1	Celda de Línea 138 kV a Huallanca L-1103, SET CHIMBOTE 1	20 771
REP	SST REP en la SE Chimbote 1	Celda de Línea 138 kV a Huallanca L-1104, SET CHIMBOTE 1	20 771
REP	SST REP en la SE Chimbote 1	Celda de Línea 138 kV a Huallanca L-1105, SET CHIMBOTE 1	20 771
REP	SST Zapallal-Paramonga Nueva-Chimbote 1	Celda de Línea 220 kV a Chimbote 1 L-2216, SET PARAMONGA NUEVA	9 284
REP	SST Zapallal-Paramonga Nueva-Chimbote 1	Celda de Línea 220 kV a Paramonga Nueva L-2214, SET ZAPALLAL	9 814
REP	SST Zapallal-Paramonga Nueva-Chimbote 1	Celda de Línea 220 kV a Paramonga Nueva L-2216, SET CHIMBOTE 1	7 045
REP	SST Zapallal-Paramonga Nueva-Chimbote 1	Celda de Línea 220 kV a Zapallal L-2214, SET PARAMONGA NUEVA	9 880
REP	SST Zapallal-Paramonga Nueva-Chimbote 1	L.T. Paramonga Nueva - Chimbote 1, L-2216	88 675
REP	SST Zapallal-Paramonga Nueva-Chimbote 1	L.T. Zapallal - Paramonga Nueva, L-2214	69 992
REP	SST Independencia (Adenda 5)	Celda de Línea L-6608 a CT EGASA	9 832
REP	SST Piura Oeste - Chiclayo Oeste (Adenda 6)	Celda de Línea a La Niña L-2241, SET CHICLAYO OESTE	173
REP	SST Piura Oeste - Chiclayo Oeste (Adenda 6)	Celda de Línea a La Niña L-2241, SET PIURA OESTE	173
REP	SST Piura Oeste - Chiclayo Oeste (Adenda 6)	Repotenciación del circuito existente (L-2238) para incrementar la potencia de transmisión de 152 MVA a 180 MVA.	438

Empresa	Sistema	Instalación	Compensación Mensual (s/)
REP	SST Piura Oeste - Chiclayo Oeste (Adenda 6)	Segundo Circuito de L.T. Piura Oeste - Chiclayo Oeste con capacidad de 180 MVA	1 890
REP	SST asociado a la Adenda 7	Celda de Conexión Grupo Generador UTI	16 002
REP	SST asociado a la Adenda 7	Celda de Línea 220 kV a Paramonga Nueva L-2214, SET ZAPALLAL	26 055
REP	SST asociado a la Adenda 7	Celda de Línea a Chilca L-2093, SET SAN JUAN	22 327
REP	SST asociado a la Adenda 7	Celda de Línea a Chilca L-2094, SET SAN JUAN	22 327
REP	SST asociado a la Adenda 7	Celda de Línea a Chilca L-2095, SET SAN JUAN	22 327
REP	SST asociado a la Adenda 7	Celda de Línea a Huayucachi L-2221, SET ZAPALLAL	26 055
REP	SST asociado a la Adenda 7	Celda de Línea a L-2008, SET CHAVARRIA	22 327
REP	SST asociado a la Adenda 7	Celda de Línea a L-2015, SET CHAVARRIA	22 327
REP	SST asociado a la Adenda 7	Celda de Línea a Pomacocha (PACHACHACA) L-2205, SET SAN JUAN	22 327
REP	SST asociado a la Adenda 7	Celda de Línea a Pomacocha (PACHACHACA) L-2206, SET SAN JUAN	22 327
REP	SST asociado a la Adenda 7	Celda de Línea a San Juan L-2010, SET SANTA ROSA	22 327
REP	SST asociado a la Adenda 7	Celda de Línea a San Juan L-2011, SET SANTA ROSA	22 327
REP	SST asociado a la Adenda 7	Celda de Línea a Santa Rosa L-2010, SET SAN JUAN	22 327
REP	SST asociado a la Adenda 7	Celda de Línea a Santa Rosa L-2011, SET SAN JUAN	22 327
REP	SST asociado a la Adenda 7	Celda de Línea a Ventanilla L-2242, SET ZAPALLAL	26 055
REP	SST asociado a la Adenda 7	Celda de Línea a Ventanilla L-2243, SET ZAPALLAL	26 055
REP	SST asociado a la Adenda 7	Celda de Línea a Zapallal L-2242, SET VENTANILLA	22 327
REP	SST asociado a la Adenda 7	Celda de Línea a Zapallal L-2243, SET VENTANILLA	22 327
REP	SST asociado a la Adenda 7	Celda de Llegada L-2001 (L.T. Huinco - Santa Rosa)	22 327
REP	SST asociado a la Adenda 7	Celda de Llegada L-2002 (L.T. Huinco - Santa Rosa)	22 327
REP	SST asociado a la Adenda 7	Celda de Transformador 220 kV TG Ventanilla	16 002

Empresa	Sistema	Instalación	Compensación Mensual (s/)
REP	SST Chiclayo Oeste - Guadalupe - Trujillo Norte (Adenda 9)	Celda de Línea a Guadalupe, SET CHICLAYO OESTE	10 906
REP	SST Chiclayo Oeste - Guadalupe - Trujillo Norte (Adenda 9)	Celda de Línea a Guadalupe, SET TRUJILLO NORTE	10 906
REP	SST Chiclayo Oeste - Guadalupe - Trujillo Norte (Adenda 9)	Celdas de Línea a Chiclayo Oeste y Trujillo Norte, SET GUADALUPE	21 812
REP	SST Chiclayo Oeste - Guadalupe - Trujillo Norte (Adenda 9)	Segundo Circuito de L.T. Chiclayo - Guadalupe - Trujillo con capacidad de 180 MVA	228 492
REP	SST asociado a la Adenda 10	Celda de Reactor Serie Chilca CTM, SET CHILCA - REP	18 407
REP	SST asociado a la Adenda 10	Celda de Reactor Serie Chilca REP, SET CHILCA - REP	18 407
REP	SST asociado a la Adenda 10	Reactor Serie 3x40 MVAR, SET CHILCA - REP, (R-26)	23 603
REP	SST asociado a la Adenda 11	Ampliación de la capacidad de transmisión de la L.T. 220 KV Pa chachaca-Pomacocha de 152 MVA a 180 MVA (L-2226)	5 541
REP	SST asociado a la Adenda 14	Celda de Acoplamiento Doble Barra, SET REQUE	4 173
REP	SST asociado a la Adenda 14	Celda de Línea a Chiclayo Oeste L-2296, SET REQUE	4 537
REP	SST asociado a la Adenda 14	Celda de Línea a Chiclayo Oeste L-2297, SET REQUE	4 537
REP	SST asociado a la Adenda 14	Celda de Línea a Guadalupe L-2236, SET REQUE	4 537
REP	SST asociado a la Adenda 14	Celda de Línea a Guadalupe L-2237, SET REQUE	4 537
REP	SST asociado a la Adenda 14	Línea de Transmisión Derivación Reque a SET Reque (Deriv. L2236-2237/1)	2 670
REP	SST asociado a la Adenda 15	Ampliación de la Capacidad de Transmisión de la L.T. 220 kV San Juan - Chilca (L-2092/L-2088) de 350 MVA a 700 MVA	31 427
REP	SST asociado a la Adenda 15	Ampliación de la Capacidad de Transmisión de la L.T. 220 kV Ventanilla - Zapallal (L-2242/L-2243) de 152 MVA a 270 MVA	13 469
REP	SST asociado a la Adenda 15	Celda de Línea 220 kV a San Juan L-2098, SET CHILCA	2 169

Empresa	Sistema	Instalación	Compensación Mensual (s/)
REP	SST asociado a la Adenda 15	Celda de Línea 220 kV a SE Chavarría L-2247, SET VENTANILLA	9 792
REP	SST asociado a la Adenda 15	Celda de Línea 220 kV a SE Chilca L-2092, SET SAN JUAN	2 169
REP	SST asociado a la Adenda 15	Celda de Línea 220 kV a SE Ventanilla L-2247, SET CHAVARRIA	9 792
REP	SST asociado a la Adenda 15	Cuarto circuito 220 kV de 189 MVA, utilizando las estructuras existentes de la L.T. 220 Kv Ventanilla-Chavarría (L-2247)	37 829
REP	SST asociado a la Adenda 16	Ampliación de la Capacidad de Transmisión de la L.T. 138 kV Paragsha - Huánuco (L-1120) de 45 MVA a 75 MVA	3 692
REP	SST asociado a la Adenda 16	Celda de Acoplamiento Doble Barra, SET AMARILIS	4 471
REP	SST asociado a la Adenda 16	Celda de Línea a Huánuco L-1144, SET AMARILIS	5 777
REP	SST asociado a la Adenda 16	Celda de Línea a Paragsha II L-1120, SET AMARILIS	5 777
REP	SST asociado a la Adenda 16	Celda de Línea a Tingo María L-1121, SET AMARILIS	5 777
REP	SST asociado a la Adenda 16	Línea de Transmisión Amarilis - Huanuco (L-1144)	1 088
REP	SST asociado a la Adenda 16	Línea de Transmisión Amarilis - Paragsha II (L-1120)	5 166
REP	SST asociado a la Adenda 16	Línea de Transmisión Amarilis - Tingo María (L-1121)	875
REP	SST Chilca - San Juan	Celda de Línea a Chilca L-2093, SET SAN JUAN	38 101
REP	SST Chilca - San Juan	Celda de Línea a Chilca L-2094, SET SAN JUAN	38 101
REP	SST Chilca - San Juan	Celda de Línea a Chilca L-2095, SET SAN JUAN	38 101
REP	SST Chilca - San Juan	Celda de Línea a San Juan L-2093, SET CHILCA	44 775
REP	SST Chilca - San Juan	Celda de Línea a San Juan L-2094, SET CHILCA	44 775
REP	SST Chilca - San Juan	Celda de Línea a San Juan L-2095, SET CHILCA	44 775
REP	SST Chilca - San Juan	Celda de Transformador de conexión de CT de Kallpa TG2, SET CHILCA REP	23 809
REP	SST Chilca - San Juan	Celda de Transformador de conexión de CT de Kallpa, SET CHILCA	36 167
REP	SST Chilca - San Juan	L.T. San Juan - Chilca, L-2093	214 468
REP	SST Chilca - San Juan	L.T. San Juan - Chilca, L-2094/2095	403 779

Empresa	Sistema	Instalación	Compensación Mensual (s/)
ISA PERU	Sistema Chiclayo Oeste - Carhuaquero	Celda de Línea a Chiclayo Oeste L-2240, SET CARHUAQUERO	34 998
ISA PERU	Sistema Chiclayo Oeste - Carhuaquero	L.T. Chiclayo Oeste - Carhuaquero, L-2240	774 542
CONELSUR	SST de CONELSUR	Celda de Línea 220kV a Santa Rosa L-2001, C.H. HUINCO	24 540
CONELSUR	SST de CONELSUR	Celda de Línea 220kV a Santa Rosa L-2002, C.H. HUINCO	24 540
CONELSUR	SST de CONELSUR	Celda de Línea a Balnearios L-6060, C.H. MOYOPAMPA	15 495
CONELSUR	SST de CONELSUR	Celda de Línea a Cajamarquilla L-2009, C.H. CALLAHUANCA	25 761
CONELSUR	SST de CONELSUR	Celda de Línea a Callahuanca L-2007, C.H. MATUCANA	25 489
CONELSUR	SST de CONELSUR	Celda de Línea a Callahuanca L-2009, SET MAT/AT CAJAMARQUILLA	35 568
CONELSUR	SST de CONELSUR	Celda de Línea a Callahuanca L-6040, C.H. HUAMPANÍ	11 185
CONELSUR	SST de CONELSUR	Celda de Línea a Callahuanca L-6111, C.H. MOYOPAMPA	15 495
CONELSUR	SST de CONELSUR	Celda de Línea a Chavarría L-2008, C.H. CALLAHUANCA	25 761
CONELSUR	SST de CONELSUR	Celda de Línea a Chavarría L-2015, SET MAT/AT CAJAMARQUILLA	35 568
CONELSUR	SST de CONELSUR	Celda de Línea a Chimay L-2257, SET YANANGO	27 151
CONELSUR	SST de CONELSUR	Celda de Línea a Chosica L-6731, C.H. MOYOPAMPA	15 495
CONELSUR	SST de CONELSUR	Celda de Línea a Huachipa L-6031, C.H. CALLAHUANCA	7 148
CONELSUR	SST de CONELSUR	Celda de Línea a Huampaní L-6040, C.H. CALLAHUANCA	7 148
CONELSUR	SST de CONELSUR	Celda de Línea a Matucana L-2007, C.H. CALLAHUANCA	25 761
CONELSUR	SST de CONELSUR	Celda de Línea a Moyopampa L-6111, C.H. CALLAHUANCA	14 292
CONELSUR	SST de CONELSUR	Celda de Línea a Ñaña I-6544, C.H. HUAMPANÍ	11 185
CONELSUR	SST de CONELSUR	Celda de Línea a Pachachaca L-2256, SET YANANGO	27 151
CONELSUR	SST de CONELSUR	Celda de Línea a Purunhuasi L-2716, C.H. CALLAHUANCA	25 761
CONELSUR	SST de CONELSUR	Celda de Línea a Salamanca L-6055, C.H. MOYOPAMPA	15 495
CONELSUR	SST de CONELSUR	Celda de Línea a Santa Rosa L-6011, C.H. MOYOPAMPA	15 495

Empresa	Sistema	Instalación	Compensación Mensual (s/)
CONELSUR	SST de CONELSUR	Celda de Línea a Santa Rosa L-6020, C.H. MOYOPAMPA	15 495
CONELSUR	SST de CONELSUR	Celda de Línea a Yanango L-2256, SET PACHACHACA	40 616
CONELSUR	SST de CONELSUR	Celda de Línea Transformador a Yanango L-2257, SET CHIMAY	23 963
CONELSUR	SST de CONELSUR	Celda de Nuevo Transformador de 220 kV, SET MAT/AT SANTA ROSA	23 187
CONELSUR	SST de CONELSUR	Celda de Transformador 220 kV, C.H. CALLAHUANCA	19 859
CONELSUR	SST de CONELSUR	Celda de Transformador 220 kV, SET YANAGO	21 187
CONELSUR	SST de CONELSUR	Celda de Transformador 60 kV G1, C.H. HUAMPANÍ	8 078
CONELSUR	SST de CONELSUR	Celda de Transformador 60 kV G2, C.H. HUAMPANÍ	8 078
CONELSUR	SST de CONELSUR	Celda de Transformador G1, C.H. CALLAHUANCA	12 480
CONELSUR	SST de CONELSUR	Celda de Transformador G1, C.H. HUINCO	18 922
CONELSUR	SST de CONELSUR	Celda de Transformador G1, C.H. MOYOPAMPA	11 480
CONELSUR	SST de CONELSUR	Celda de Transformador G2, C.H. CALLAHUANCA	12 480
CONELSUR	SST de CONELSUR	Celda de Transformador G2, C.H. HUINCO	18 922
CONELSUR	SST de CONELSUR	Celda de Transformador G2, C.H. MOYOPAMPA	11 480
CONELSUR	SST de CONELSUR	Celda de Transformador G3, C.H. CALLAHUANCA	12 480
CONELSUR	SST de CONELSUR	Celda de Transformador G3, C.H. HUINCO	18 922
CONELSUR	SST de CONELSUR	Celda de Transformador G3, C.H. MOYOPAMPA	11 480
CONELSUR	SST de CONELSUR	Celda de Transformador G4, C.H. CALLAHUANCA	12 480
CONELSUR	SST de CONELSUR	Celda de Transformador G4, C.H. HUINCO	18 922
CONELSUR	SST de CONELSUR	Celda de Transformador TG3, C.T. VENTANILLA	16 370
CONELSUR	SST de CONELSUR	Celda de Transformador TG4, C.T. VENTANILLA	16 370
CONELSUR	SST de CONELSUR	Celda de Transformador TG7 de 220 kV, SET MAT/AT SANTA ROSA	23 187
CONELSUR	SST de CONELSUR	L.T. Cajamarquilla - Chavarría, L-2015, L-2008	196 175
CONELSUR	SST de CONELSUR	L.T. Callahuanca - Cajamarquilla, L-2009, L-2008	332 916

Empresa	Sistema	Instalación	Compensación Mensual (s/)
CONELSUR	SST de CONELSUR	L.T. Callahuanca - Huachipa, L-6031	37 583
CONELSUR	SST de CONELSUR	L.T. Callahuanca - Huampaní, L-6031, L-6040	120 356
CONELSUR	SST de CONELSUR	L.T. Callahuanca - Moyopampa, L-6111	44 323
CONELSUR	SST de CONELSUR	L.T. Chimay - Yanango, L-2257, L-2257	159 541
CONELSUR	SST de CONELSUR	L.T. Huampaní - Ñaña, L-6544, L-6031	63 697
CONELSUR	SST de CONELSUR	L.T. Huinco - Santa Rosa, L-2001, L-2002	567 740
CONELSUR	SST de CONELSUR	L.T. Matucana - Callahuanca, L-2007	116 657
CONELSUR	SST de CONELSUR	L.T. Moyopampa - Chosica, L-6731	2 795
CONELSUR	SST de CONELSUR	L.T. Moyopampa - Salamanca, L-6055, L-6060	336 607
CONELSUR	SST de CONELSUR	L.T. Moyopampa - Santa Rosa , L-6011,L6020	348 160
CONELSUR	SST de CONELSUR	L.T. Purunhuasi - Callahuanca, L-2716	3 008
CONELSUR	SST de CONELSUR	L.T. Salamanca - Balnearios, L-6060	17 650
CONELSUR	SST de CONELSUR	L.T. Yanango - Pachachaca, L-2256, L-2256	541 299
ISA PERU	SST de Etenorte en SE Chimbote	Autotransformador de Potencia 2, 220/138 kV, SET CHIMBOTE 1	179 276
ISA PERU	SST de Etenorte en SE Chimbote	Celda 13,8 kV de Autransformador 2, SET CHIMBOTE 1	2 147
ISA PERU	SST de Etenorte en SE Chimbote	Celda 138 kV de Autransformador 2, SET CHIMBOTE 1	1 607
ISA PERU	SST de Etenorte en SE Chimbote	Celda 220 kV de Autransformador 2, SET CHIMBOTE 1	17 080
ISA PERU	SST de Eteselva	Celda de Línea 220 kV a Aguaytía L-2251, SET TINGO MARIA	34 391
ISA PERU	SST de Eteselva	Celda de Línea 220 kV a Tingo María L-2251, SET AGUAYTIA	31 924
ISA PERU	SST de Eteselva	Celda de Línea 220 kV a Tingo María L-2252, SET VIZCARRA	29 622
ISA PERU	SST de Eteselva	Celda de Línea 220 kV a Vizcarra L-2252, SET TINGO MARIA	34 391
ISA PERU	SST de Eteselva	Celda de Transformador 220 kV TG 1, SET AGUAYTIA	27 026
ISA PERU	SST de Eteselva	Celda de Transformador 220 kV TG 2, SET AGUAYTIA	27 026

Empresa	Sistema	Instalación	Compensación Mensual (s/)
ISA PERU	SST de Eteselva	L.T. Aguaytía - Tingo María, L-2251	393 281
ISA PERU	SST de Eteselva	L.T. Tingo María - Vizcarra, L-2252	942 801
ANTAMINA	SST de Eteselva	Celda de Línea 220 kV a Tingo María L-2252, SET VIZCARRA	15 315
EGEMSA	SST EGEMSA	Celda de Línea 138 kV a Cachimayo L-1001, SET MACHUPICCHU	18 028
EGEMSA	SST EGEMSA	Celda de Línea 138 kV a Machupicchu L-1001, SET CACHIMAYO	20 205
EGEMSA	SST EGEMSA	Celda de Línea 138kV a Dolorespata L-1003, SET CACHIMAYO	20 205
EGEMSA	SST EGEMSA	Celda Línea 138 kV a Quencoro L-1002, SET MACHUPICCHU	18 028
EGEMSA	SST EGEMSA	Celda Línea 138kV a Cachimayo L-1003, SET DOLORESPATA	22 599
EGEMSA	SST EGEMSA	L.T. Dolorespata - Cachimayo, L-1003	49 323
EGEMSA	SST EGEMSA	L.T. Machupicchu - Cachimayo, L-1001	280 702
EGEMSA	SST EGEMSA	L.T. Machupicchu - Quencoro, L-1002	347 278
STATKRAFT	SST Electroandes	Celda de Línea 220 kV L-2265, SET CARHUAMAYO	22 202
STATKRAFT	SST Electroandes	Celda de Transformador 220 kV, SET YAUPI	17 672
STATKRAFT	SST Electroandes	Celda de Transformador 220 kV, SET YAUPI	17 672
STATKRAFT	SST Electroandes	L.T. Carhuamayo - Santa Isabel, L-2265	317 325
STATKRAFT	SST Electroandes	Transformador de Potencia 220/10 kV, 60 MVA, SET YAUPI	96 047
STATKRAFT	SST Electroandes	Transformador de Potencia 220/10 kV, 75 MVA, SET YAUPI	106 188
ISA PERU	SST Huallanca - Chimbote I	Celda de Línea 138 kV a Chimbote L-1103, SET HUALLANCA	19 216
ISA PERU	SST Huallanca - Chimbote I	Celda de Línea 138 kV a Chimbote L-1104, SET HUALLANCA	19 216
ISA PERU	SST Huallanca - Chimbote I	L.T. Huallanca - Chimbote, L-1103/L-1104/L-1105	541 615
STATKRAFT	SST Huanchor	Celda de Línea 50 kV L-6535 A, SET CARLOS FRANCISCO	14 675
STATKRAFT	SST Huanchor	Celda de Línea 50 kV L-6535 D, SET SAN MATEO	14 675
STATKRAFT	SST Huanchor	L.T. San Mateo - Carlos Francisco, L-6535	52 265
ENGIE	SST ILO	Celdas de Línea 220 kV a Moquegua L-2027,L-2028 SET ILO 2	23 033
ENGIE	SST ILO	Celdas de Línea 220kV a Ilo 2 L-2027, L-2028 SET MOQUEGUA	31 398

Empresa	Sistema	Instalación	Compensación Mensual (s/)
ENGIE	SST ILO	L.T. Ilo 2 - Moquegua, L-2027 y L-2028	276 970
STATKRAFT	SST Paramonga Nueva - Paramonga Existente	Celda de Línea 138 kV a Paramonga Nueva L-1101, SET Paramonga Existente	15 377
STATKRAFT	SST Paramonga Nueva - Paramonga Existente	L.T. Paramonga Nueva - Paramonga Existente, L-1101	31 494
SAN GABÁN	SST SAN GABÁN	Celda de Línea a Juliaca, SET AZANGARO	22 389
SAN GABÁN	SST SAN GABÁN	Celda de Línea a San Rafael, C.H. SAN GABAN II	18 951
SAN GABÁN	SST SAN GABÁN	Celda de Línea a San Rafael, SET AZANGARO	22 389
SAN GABÁN	SST SAN GABÁN	L.T. San Gabán II - San Rafael, L-1013	341 704
SAN GABÁN	SST SAN GABÁN	L.T. San Rafael - Azángaro, L-1009	351 444
ELECTROPERÚ	SST-Electroperú	Celda de Línea a Huancavelica L-204, SET CAMPO ARMIÑO	44 698
ELECTROPERÚ	SST-Electroperú	Celda de Línea a Huayucachi L-220, SET CAMPO ARMIÑO	44 698
ELECTROPERÚ	SST-Electroperú	Celda de Línea a Independencia L-203, SET CAMPO ARMIÑO	44 698
ELECTROPERÚ	SST-Electroperú	Celda de Línea a Pachachaca L-218, SET CAMPO ARMIÑO	44 698
ELECTROPERÚ	SST-Electroperú	Celda de Línea a Pachachaca L-219, SET CAMPO ARMIÑO	44 698
ELECTROPERÚ	SST-Electroperú	Celda de Línea a Pomacocha L-201, SET CAMPO ARMIÑO	44 698
ELECTROPERÚ	SST-Electroperú	Celda de Línea a Pomacocha L-202, SET CAMPO ARMIÑO	44 698
LUZ DEL SUR	SST-Luz del Sur	Celda de Línea L-6031 a CH Callahuanca en SET HUACHIPA	12 796
LUZ DEL SUR	SST-Luz del Sur	Celda de Línea L-6055 Moyopampa en SET SALAMANCA	13 767
LUZ DEL SUR	SST-Luz del Sur	Celda de Línea L-6068 a Salamanca en SET BALNEARIOS	17 241
LUZ DEL SUR	SST-Luz del Sur	Celda de Línea L-6544 a Huampaní en SET ÑAÑA	11 454
LUZ DEL SUR	SST-Luz del Sur	Celda de Línea L-6731 Moyopampa en SET CHOSICA	15 035
REP	SST asociado a la Adenda 13	Celda de Línea a Talara, SET PARIÑAS	4 497
REP	SST asociado a la Adenda 13	Celda de Línea a Piura Oeste, SET PARIÑAS	4 497

Empresa	Sistema	Instalación	Compensación Mensual (s/)
REP	SST asociado a la Adenda 13	Celda de Acoplamiento 220 kV, SET PARIÑAS	4 151
REP	SST asociado a la Adenda 13	Enlace conexión hacia SE Pariñas L-2161	585
REP	SST asociado a la Adenda 13	Ampliación de la Capacidad de Transmisión de la LT 220 kV Talara - Piura de 152 MVA a 180 MVA (L-2248)	23 684
REP	SST asociado a la Adenda 21	Celda de Línea de 220 kV, SET CHILCA	36 343
REP	SST asociado a la Adenda 21	Celda de Línea de 220 kV, SET INDEPENDENCIA	36 343
REP	SST asociado a la Adenda 21	Línea de Transmisión de 220 kV, SET Chilca - SET Independencia (Tramo L-2090, Chilca - Derv Asia)	81 162
REP	SST asociado a la Adenda 21	Línea de Transmisión de 220 kV, SET Chilca - SET Independencia (Tramo L-2091, Derv Asia - Desierto)	227 202
REP	SST asociado a la Adenda 21	Línea de Transmisión de 220 kV, SET Chilca - SET Independencia (Tramo L-2090, Desierto -Independencia)	164 292

**Cuadro L.2: Compensaciones para las Instalaciones del SCTLN de Sociedad Minera Cerro Verde S.A.A.**

Titular	Elemento	Compensación Mensual (*) S/	Responsables de Pago
Sociedad Minera Cerro Verde S.A.A.	Celda de Línea 500 kV a SET Montalvo, en la SET San José	25 331	Samay I S.A.

(\*) Nota: Para las compensaciones mensuales no aplica fórmula de actualización.

**Anexo M**  
**Compensaciones Mensuales de los SST Generación**  
**Demanda de REP (Criterio Beneficios)**

**Cuadro M.1: Distribución de la Compensación Mensual Asignadas a la Generación del SST GD REP**

TITULAR	COMPENSACIÓN MENSUAL			
	MAY25- ABR26	MAY26- ABR27	MAY27- ABR28	MAY28- ABR29
AGRO INDUSTRIAL PARAMONGA S.A.	3 785	3 785	3 785	3 785
AGROAURORA S.A.C.	613	613	613	613
AGROINDUSTRIAS SAN JACINTO S.A.A.	15 280	15 280	15 280	15 280
ANDEAN POWER S.A.C.	1 726	1 726	1 726	1 726
BIOENERGIA DEL CHIRA S.A.	200	200	200	200
CHINANGO S.A.C.	15 834	15 834	15 834	15 834
COMPAÑIA ELECTRICA EL PLATANAL S.A.	11 073	11 073	11 073	11 073
CORPORACION MINERA DEL PERU S.A.	153	153	153	153
ECORER S.A.C.	13 648	13 648	13 648	13 648
EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA AREQUIPA S.A.	209 461	209 461	209 461	209 461
EMPRESA DE GENERACION ELECTRICA DE JUNIN S.A.C	1 202	1 202	1 202	1 202
EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA DEL SUR S.A.	3 300	3 300	3 300	3 300
EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA MACHUPICCHU S.A.	35 084	35 084	35 084	35 084
EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA SAN GABÁN S.A.	43 158	43 158	43 158	43 158
EMPRESA DE GENERACION ELECTRICA SANTA ANA S.A.C.	728	728	728	728
EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA SANTA LORENZA S.A.C.	1 065	1 065	1 065	1 065
EMPRESA DE GENERACION HUALLAGA S. A.	46 276	46 276	46 276	46 276
EMPRESA DE GENERACION HUANZA S.A.	6 149	6 149	6 149	6 149
EMPRESA ELÉCTRICA AGUA AZUL S.A.	8 860	8 860	8 860	8 860
EMPRESA ELÉCTRICA RIO DOBLE S.A.	20 786	20 786	20 786	20 786
EMPRESA ELECTRICIDAD DEL PERÚ S.A. - ELECTROPERU	32 407	32 407	32 407	32 407
ENEL GENERACION PIURA S.A.	117 334	117 334	117 334	117 334
ENERGIA RENOVABLE DEL SUR S.A.	197	197	197	197
ENERGIA EOLICA S.A.	2 246	2 246	2 246	2 246
ENGIE ENERGÍA PERÚ S.A.	121 122	121 122	121 122	121 122
FENIX POWER PERÚ S.A.	69 781	69 781	69 781	69 781
GR CORTARRAMA S.A.C.	6 514	6 514	6 514	6 514
GR PAINO S.A.C.	4 000	4 000	4 000	4 000
GR VALE S.A.C.	8 299	8 299	8 299	8 299
GR TARUCA S.A.C	3 885	3 885	3 885	3 885
HIDROELÉCTRICA HUANCHOR S.A.C.	3 639	3 639	3 639	3 639
HUAURA POWER GROUP S.A.	3 381	3 381	3 381	3 381
HYDRO GLOBAL PERU S.A.C.	587	587	587	587
IBEREOLICA CARAVELÍ S.A.C.	24 233	24 233	24 233	24 233
INLAND ENERGY S.A.C.	3 324	3 324	3 324	3 324
JOYA SOLAR S.A.C.	29 956	29 956	29 956	29 956
KALLPA GENERACION S.A.	93 150	93 150	93 150	93 150
KALLPA GENERACIÓN S.A.	7 085	7 085	7 085	7 085
LA VIRGEN S.A.C.	3 621	3 621	3 621	3 621
MAJES ARCUS S.A.C.	1 208	1 208	1 208	1 208
MAJES SOL DE VERANO S.A.C.	200	200	200	200
ORAZUL ENERGY PERU S.A.	184 251	184 251	184 251	184 251
ORYGEN PERU S.A.A.	389 678	389 678	389 678	389 678
PETRAMAS S.A.C.	3 279	3 279	3 279	3 279
REPARTICIÓN ARCUS S.A.C.	1 202	1 202	1 202	1 202
SHOUGANG GENERACIÓN ELÉCTRICA S.A.A.	24 266	24 266	24 266	24 266
SINDICATO ENERGÉTICO S.A.	1 880	1 880	1 880	1 880
SL ENERGY S.A.C.	2 051	2 051	2 051	2 051
STATKRAFT PERÚ S.A.	61 553	61 553	61 553	61 553
TERMOCHILCA S.A.C.	22 057	22 057	22 057	22 057
TERMOSELVA S.R.L.	7 546	7 546	7 546	7 546
TRE PERÚ S.A.C.	260 833	260 833	260 833	260 833

**Notas:**

(1) La distribución de la responsabilidad de pago se revisará anualmente en cada fijación tarifaria a solicitud de los interesados, de acuerdo con lo establecido en la Segunda Disposición Transitoria de la Resolución N° 213-2017-OS/CD.

(2) En cada año tarifario, en caso se asignarán pagos a Centrales de Generación que no entren en operación comercial, dicha responsabilidad será asumida y distribuida proporcionalmente entre el resto de las generadoras.

**Anexo N**  
**Representación de las Ampliaciones de REP en el**  
**Modelo Perseo**

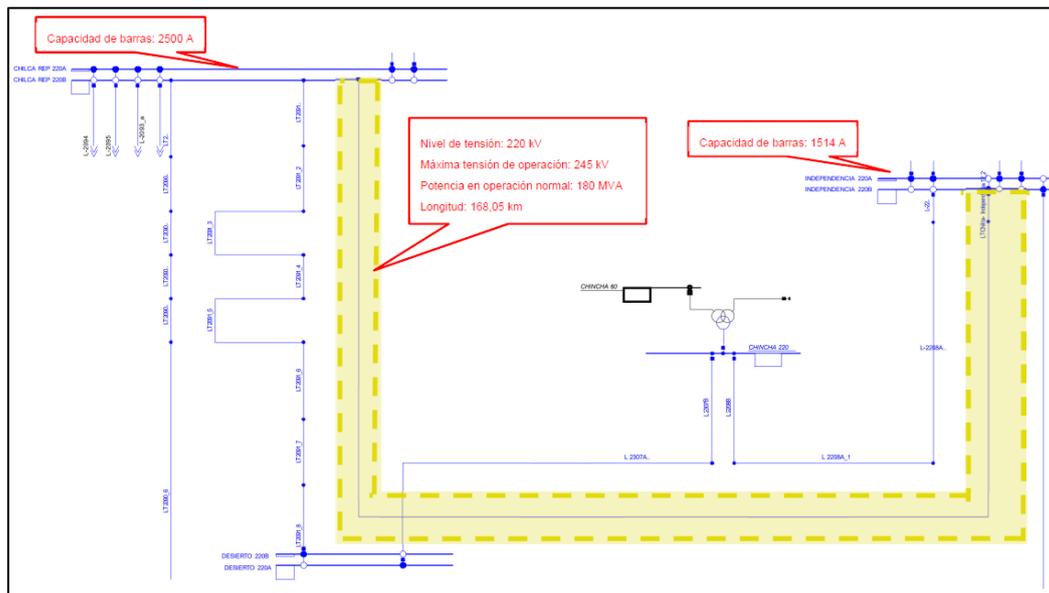
**DETERMINACIÓN DE LA ASIGNACIÓN DE RESPONSABILIDAD DE PAGO**

En concordancia a lo señalado en el literal e) del artículo 139 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, Osinerghmin ha procedido a definir la asignación de responsabilidad de pago entre la generación y la demanda para los ST059 (Ampliación 21 de REP) que entró en operación comercial desde abril de 2025, donde la proporcionalidad del pago entre la generación y la demanda se determina bajo el Criterio de los Beneficios Económicos por precios marginales. En ese sentido, resulta aplicable para este cálculo el alcance y los criterios estipulados en los Títulos II y III de la NORMA ASIGNACIÓN DE RESPONSABILIDAD.

En el siguiente cuadro se detalla los alcances de cada uno de los proyectos a evaluar:

EMPRESA	DESCRIPCIÓN	POC
REP	<b>Ampliación 21 (Hito 1)</b> Tercer Circuito Chilca – Independencia 220 kv	21.03.2025

En consecuencia, corresponde asignar la responsabilidad de pago entre Usuarios y Generadores de las instalaciones de transmisión de REP, las cuales se representan en el siguiente esquema unifilar:



Ampliación 21: Tercer Circuito chilca – Independencia 220 kv

**Periodo de Estudio**

Al respecto en el numeral 6 del TITULO III<sup>14</sup> de la NORMA DE ASIGNACIÓN, establece el criterio de cálculo de BEUGn<sup>15</sup> y BEUBn<sup>16</sup>, en donde señala que las simulaciones deberán abarcar como mínimo un año antes de la fecha de entrada de operación hasta seis años después de la fecha prevista de entrada

<sup>14</sup> Las simulaciones para calcular los BEUG5 y BEUB5 se efectuarán con el MODELO. Se emplearán los resultados de un período de cinco años contados a partir de la fecha prevista de entrada en servicio del Elemento propuesto. Para tal fin se empleará la base de datos de la Fijación de Precios en Barra más reciente, complementada con la del escenario base del Plan de Transmisión más reciente.

<sup>15</sup> Beneficio económico para un periodo de “n” años que genera un Elemento a una central generadora, por diferencia de precios marginales y/o diferencia en generación de energía

<sup>16</sup> Beneficio económico para un periodo de “n” años que genera un Elemento a una demanda ubicada en una barra, por diferencia de precios marginales y/o por diferencia en disponibilidad de consumo.

en operación del elemento; asimismo, señala que, se emplearán los resultados de un periodo de cinco años contados a partir de la fecha prevista de entrada en servicio del elemento propuesto.

### **Fuente de Información de la Base de Datos**

Al respecto, en el numeral 6 del TITULO III de la NORMA DE ASIGNACIÓN, se establece el criterio de cálculo de BEUGn y BEUBn, en donde se señala que; para tal fin se empleará la base de datos de la Fijación de Precios en Barra más reciente, complementada con la del escenario base del Plan de Transmisión más reciente. En ese sentido, la fijación más reciente corresponde a la Fijación de Precios en Barra mayo 2025-abril 2026, aprobada mediante Resolución N° 048-2025-OS/CD. Asimismo, el Plan de Transmisión más reciente corresponde a la Actualización del Plan de Transmisión 2025- 2034 aprobado mediante Resolución Ministerial N° 483-2024-MEM/DM.

### **Representación de las Adendas en el MODELO**

A continuación, se describe el modelamiento de la ampliación en el archivo SINAC.LIN del MODELO, para los escenarios "CON" y "SIN ELEMENTO":

```

CON ELEMENTO
LNE-254 SICN-69 SICN-26 220.0000 169.0000 0.0824 0.4866 148.9600 0.0000 2025 4 2050 12 0

SIN ELEMENTO
LNE-254 SICN-69 SICN-26 220.0000 169.0000 0.0824 0.4866 148.9600 0.0000 2050 4 2050 12 0

```

Ampliación 21: Tercer Circuito chilca – Independencia 220 kV

## **Anexo O**

# **Análisis de Opiniones y Sugerencias al PROYECTO**

## A.1. Electro Oriente S.A. (ELOR)

### 1. INCLUSIÓN DE LAS INYECCIONES DE POTENCIA DE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA GERA EN EL ÁREA 4.

ELOR señala que, en el cálculo de los Factores de Pérdidas Medias realizado por Osinerghmin, no se ha considerado el aporte de la Central Hidroeléctrica Gera, la cual inyecta su producción en la barra de 10 kV al sistema eléctrico de Moyobamba.

Esta omisión se verifica al observar que, para el cálculo de la potencia total retirada en el sistema, Osinerghmin únicamente considera una potencia de 7,04 MW proveniente de la Central Hidroeléctrica Shima, sin incluir el aporte de la CH Gera.

A continuación, se muestra el cuadro consignado por Osinerghmin:

Área	Central	2025	2026	2027	2028	2029	Sistema	NT
4	Shima	7.04	7.04	7.04	7.04	7.04	Moyobamba,	DMT

Solicita:

Corregir los Factores de Pérdidas Medias, incorporando para la Central Hidroeléctrica Gera su aporte real durante la hora de máxima demanda del SEIN en el año 2022, el cual corresponde a 7,575 MW.

Sustento técnico y normativo:

El tratamiento normativo aplicable al caso está claramente establecido en los artículos 19.5 y 21.3 de la NORMA TARIFAS, los cuales señalan:

Artículo 19.5:

"(...)

*Adicionalmente a lo anterior y sólo para los casos en donde existan inyecciones de potencia y energía provenientes de plantas de generación aguas abajo, cuyo régimen de producción se mantiene durante el año, estas inyecciones se descontarán de los correspondientes retiros en el sistema eléctrico equivalente para la determinación de los factores de pérdidas medias."*

Artículo 21.3:

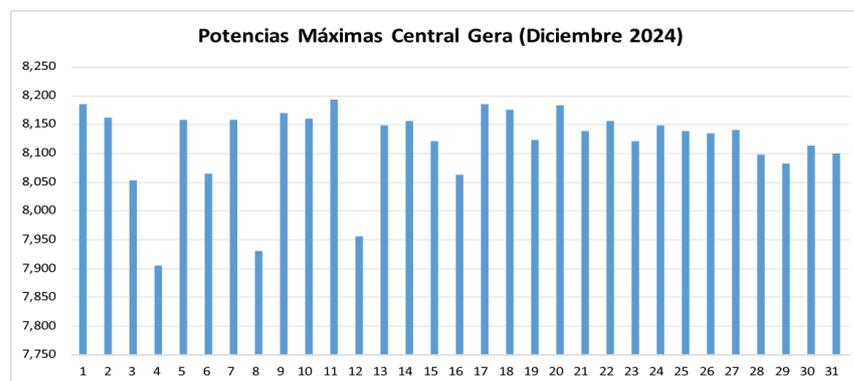
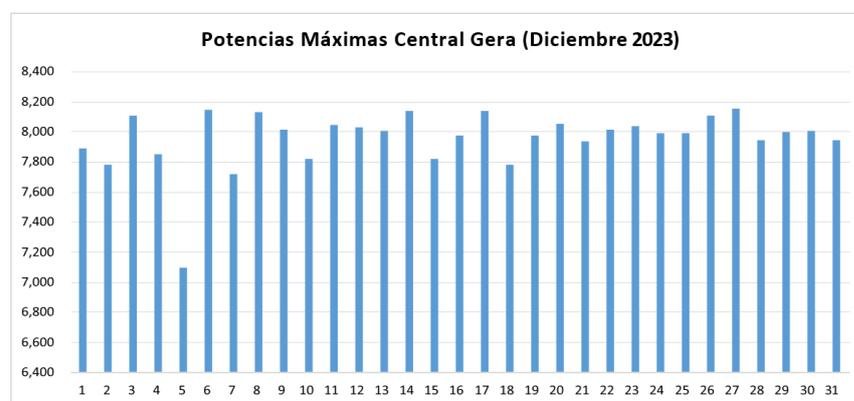
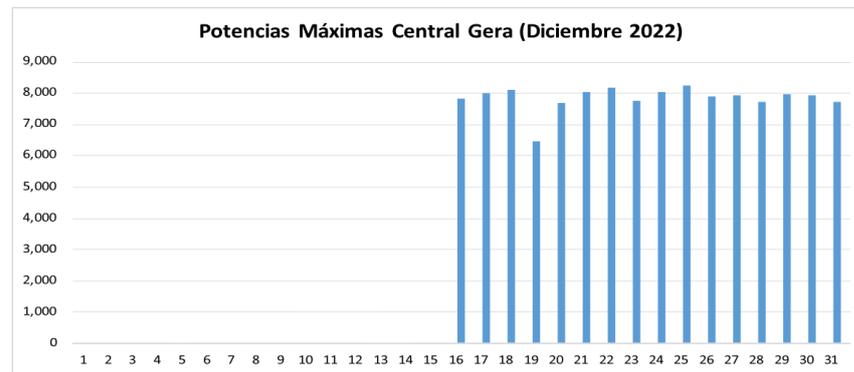
" (...)

*Los valores de  $P_{maxi}$  y  $E_i$  se obtienen a partir de las proyecciones anuales. Adicionalmente y sólo para los casos en donde existan inyecciones de potencia y energía provenientes de plantas de generación aguas abajo, cuyo régimen de producción se mantiene durante el año, estas inyecciones se descontarán de los valores anteriores, respectivamente, tomando en cuenta el sistema eléctrico equivalente."*

Con base en dicha normativa, ELOR sostiene que la Central Hidroeléctrica Gera califica plenamente para ser considerada en la determinación de los factores de pérdidas, dado que:

1. Su régimen de inyección se mantiene estable durante todo el año. Los registros de medición correspondientes a los años 2022, 2023 y 2024 en la barra de 10 kV de la SET Gera muestran una producción continua anual de 8 MW en promedio, lo que evidencia

la constancia de su aporte, específicamente en los días de máxima demanda registrados para los sistemas eléctricos de Tarapoto, Moyobamba y Bellavista.



2. Si bien en el año 2022, debido a mantenimientos en el embalse principal, la Central Hidroeléctrica Gera no operó en los meses de octubre, noviembre y parte de diciembre, se ha tomado en cuenta lo dispuesto en el numeral 8.1.1 de la NORMA TARIFAS, que señala:

*"De no contarse con los registros para alguno de estos días, se toman en cuenta los registros de los días similares próximos pasados."*

En tal sentido, se ha considerado como referencia los registros correspondientes al mes de setiembre de 2022, en el cual la magnitud de la potencia máxima coincidente con la demanda del SEIN fue de 7 575,55 kW, ratificando así la relevancia del aporte de la CH Gera.



Máxima demanda en hora punta		Interconexión		SEIN MW
Fecha	Hora	PER-ECU Exportación MW	ECU-PER Importación MW	
28/09/2023	19:00	0,000	0,000	7 374,159

Por lo tanto, ELOR solicita que se revise y corrija el cálculo de los factores de pérdidas medias, incorporando correctamente la inyección de potencia real de la Central Hidroeléctrica Gera en el Área 4, conforme a lo establecido en la NORMA TARIFAS y sustentado en los registros de medición presentados (Anexos: C.H. Gera).

**Análisis de Osinerghmin**

Con relación a la inclusión de las inyecciones de potencia de la C.H. Gera en el cálculo de los Factores de Pérdidas Medias (FPMd) solicitado por ELOR, dicha concesionaria sustenta su solicitud citando, entre otros, los numerales 19.5 y 21.3 del capítulo cuarto de la NORMA TARIFAS precisando el tratamiento de las inyecciones de las centrales de generación. Al respecto cabe indicar que en el presente proceso regulatorio se está aplicando la metodología establecida en dicha norma, como se viene aplicando en todos los procesos de fijación de los FPMd; por lo tanto, para ello se debe considerar el archivo de Flujo de Potencia (modelamiento) que sustenta la aprobación del Plan de Inversiones 2025-2029 hasta la publicación de la fijación de peajes y compensaciones correspondiente, tal como se establece en el numeral 5.11 de la NORMA TARIFAS, que detalla el desarrollo del Estudio de Tarifas y Compensaciones para los SST y SCT.

Es de precisar que la NORMA TARIFAS presenta una sola metodología integral para la determinación de Tarifas y Compensaciones para los SST y SCT, pero que está dividida en dos (02) procesos regulatorios diferentes: i) Aprobación del Plan de Inversiones, y ii) Determinación de Peajes y Compensaciones por el servicio de los SST y SCT. Dichos procesos regulatorios conceptualmente se desarrollan uno inmediatamente después del otro (es decir, son continuos); considerando en el segundo proceso regulatorio (determinación de FPMd) la utilización de la información de sustento y resultante del primer proceso regulatorio (Plan de Inversiones). En ese sentido, se reitera que el mencionado modelamiento no ha sido observado por los titulares de transmisión en las diferentes etapas del proceso de aprobación del Plan de Inversiones, referente a la consideración de inyecciones de la C.H. Gera, por lo cual el archivo de modelamiento, tal como fue utilizado y aprobado para ver la necesidad de inversiones, es el que se emplea para la determinación de FPMd, por lo cual no corresponde su modificación en el presente proceso.

Por otro lado, con relación a lo referido respecto al numeral 8.1.1 de la NORMA TARIFAS, este corresponde a la etapa de aprobación del Plan de Inversiones, proceso regulatorio previo al presente proceso regulatorio para la Determinación de Peajes y Compensaciones por el servicio de los SST y SCT, por lo que no corresponde como sustento para el presente caso; asimismo, como lo manifiesta ELOR la C.H. Gera no operó los meses de octubre, noviembre y parte de diciembre, por lo que el archivo de modelamiento, tal como fue utilizado y aprobado para ver la necesidad de inversiones considera las peores condiciones del sistema. Por lo tanto, el modelo del archivo de Flujo de Potencia que sustenta el Plan de Inversiones, que se utiliza para la determinación de los FPMd del Área de Demanda 4 y el formato F-500 se mantienen.

### **Conclusión**

Por las razones explicadas en el análisis anterior, no se acoge esta opinión.

## **2. CORRECCIÓN DE ERROR MATERIAL EN EL TRASLADO DE LAS PÉRDIDAS DE CARGA (KW) DEL MODELO DIGSILENT A LAS HOJAS DE CÁLCULO DE FACTORES DE PÉRDIDAS**

ELOR indica haber identificado un error material en el traslado de los resultados de las simulaciones del modelo DIGSILENT hacia las hojas de cálculo utilizadas para la determinación de los Factores de Pérdidas Medias.

Señala que, este error se presenta en el proceso de registro de las pérdidas de carga (kW) de las Líneas de Transmisión para el escenario coincidente con la demanda máxima del SEIN.

Durante la revisión de los archivos proporcionados y la comparación con los reportes del modelo DigSilent, se ha constatado que existen inconsistencias entre los valores de pérdidas registrados en el modelo de simulación y los valores consignados en las hojas de cálculo finales, lo cual impacta directamente en el cálculo de los factores de pérdidas.

Este tipo de error tiene efectos importantes, ya que las pérdidas de carga constituyen un insumo clave para determinar correctamente los factores aplicables a cada sistema y, en consecuencia, afectan la correcta asignación de los costos asociados al uso de las redes de transmisión.

ELOR refiere que, la transparencia y exactitud en el proceso tarifario dependen del traslado correcto de los resultados de simulación a las hojas de cálculo que determinan los peajes. Cualquier error material, aunque pequeño, puede afectar la correcta asignación de los factores de pérdidas y, por ende, la equidad del proceso.

A continuación, presenta el cuadro comparativo con las diferencias observadas entre los resultados del modelo DIGSILENT y los valores registrados en las hojas de cálculo:

Año	Nombre	Terminal i in MW BD Digsilent	Terminal i in MW F_500	Diferencias
2025	L-1018	0.3567979	0.35462786	0.6%
2025	Lne Bellavista-Tarapoto (2)	0.2023593	0.20209698	0.1%
2025	L-6090	0.00303791	0.0030312	0.2%
2026	L-1018	0.6434299	0.64127494	0.3%
2026	Lne Bellavista-Tarapoto (2)	0.08369492	0.08343386	0.3%
2026	L-6090	0.00322257	0.00321576	0.2%
2027	L-1018	0.08957993	0.0874135	2.5%
2027	Lne Bellavista-Tarapoto (1)	0.06031077	0.06020828	0.2%
2027	138kV 240mm2 AAAC Bellavista-Juanjuí	0.04064817	0.0406074	0.1%
2027	L-6090	0.00336703	0.00336003	0.2%
2028	Lne Bellavista-Tarapoto (1)	0.09776934	0.09766777	0.1%
2028	L-1018	0.08321044	0.08103721	2.7%
2028	L-6090	0.00369562	0.00368877	0.2%

Fuente: BD\_Sein\_lineas

Name	Active Power Terminal i in MW	Total Active Power Terminal j in MW	Loading %	Terminal i StaCubic	Terminal i Busbar	Terminal j StaCubic	Terminal j Busbar	u, Magnitude Terminal i in p.u.	u, Magnitude Terminal j in p.u.	Losses kW
138kV 240mm2 AAAC Tocache...	-21.600092173	22.036516136	18.0499	JUANI138		TOCACHE 138		1.0053229814	0.9980597035	436.424
L-6091	16.52887154	-16.254896331	31.7952	MOYO60		RIOJA60		1.0283351876	0.9949153002	273.9752
LT 150mm2 AAAC Tarapoto-P...	11.213136696	-10.971427339	27.9131	TARAP60		PONGO60		1.0319911009	1.0007605216	241.7094
L-1018	10.136409382	-10.046829457	10.3288	Deriv. Moyo2		TARA138		1.0245836842	1.0041832917	89.57993
60kV 240mm2 AAAC Rioja-CSe...	11.007409051	-10.924949069	21.6813	RIOJA60		CSELVA60		0.9949153002	0.9803752878	82.45998
Lne Bellavista-Tarapoto(1)	-14.936785264	14.99709603	12.5779	PICOTA138		BELLA138		1.0045085458	1.0040664654	60.31077
Lne Pongo - Yurimaguas	-7.2822056271	7.3321245082	13.5763	YURI060A		PONGO60		0.9904141820	1.0007605216	49.91888
138kV 240mm2 AAAC Bellavist...	14.854758711	-14.814110544	11.8849	JUANI138		BELLA138		1.0053229814	1.0040664654	40.64817
60kV 240mm2 AAAC CSelva-N...	7.6974757258	-7.6722388924	15.3399	CSELVA60		INCAJAM60		0.9803752878	0.9741005797	25.23683
Lne NMoyobamba - Deriv Mo...	-26.009744373	26.02867593	15.6002	Deriv. Moyo1		NMVOYOB138		1.0227784936	1.0251908611	18.93156
L-1018(1)	-25.998426786	26.009744362	22.0009	MOYO138		Deriv. Moyo1		1.021800618	1.0227784936	11.31758
L-6090	1.3657735421	-1.3624065089	5.0716	MOYO60		GERA60		1.0283351876	1.0250628368	3.36703
Lne NMoyobamba - Deriv Mo...	-10.136409394	10.138943895	5.7176	Deriv. Moyo2		NMVOYOB138		1.0245836842	1.0251908611	2.53450
Line(1)	-0.00000001152	0.00000001152	0.0119			CAT_BELLAV...		1.0237749835	1.0237749835	0.00000
Lne Yurimaguas-Yurimaguas ...				YURIM10		YURIM10				

Data Flexible del año 2027

Solicita:

Verificar la correcta transferencia de los resultados del modelo Digsilent, asegurando que las pérdidas de carga (kW) por línea de transmisión coincidan plenamente con los valores consignados en las hojas de cálculo empleadas para la determinación de los factores de pérdidas.

Análisis de Osinerghmin

Respecto a lo indicado por ELOR, cabe señalar que para la determinación de FPMd, en las Líneas de Transmisión se ha considerado los valores de pérdidas de potencia "Losses (load) MW" obtenidos del archivo de Flujo de Potencia "BD PI 25-29 SEIN-GRT - AD04.pfd". Esto se debe a que, en la mayoría de los casos los valores de las pérdidas de potencia "Losses (no load) MW" para las Líneas de Transmisión eran cercanos a cero. Sin embargo, a raíz de la presente opinión, se ha identificado la existencia de valores para las pérdidas "Losses (no load) MW" en algunas líneas, por lo que se procede a actualizar el archivo de determinación de FPMd "F\_500\_FactPerd\_AD04.xls", incorporando las pérdidas totales - "Losses (total) MW" extraídas del archivo de Flujo de Potencia "BD PI 25-29 SEIN-GRT - AD04.pfd", tal como está señalado en los numerales 19 y 20 de la NORMA TARIFAS.

Cabe indicar que conforme a la opinión de ELOR, debido a que las diferencias en los valores de pérdidas de potencia son pequeñas, los Factores de Pérdidas Medias para el Área de

Demanda 4 se mantienen dado que según la NORMA TARIFAS los FPMd son redondeados con 4 decimales.

Por otro lado, como resultado de la actualización asociada a la presente opinión, se ha revisado los cálculos realizados en las demás Áreas de Demanda, producto del cual se identifica una variación en los valores del FPMd del Área de Demanda 1, la misma que será considerada en la presente etapa.

### **Conclusión**

Por las razones explicadas en el análisis anterior, se acoge esta opinión.

## A.2. Pluz Energía Perú S.A.A. (PLUZ)

### 1. NO SE HAN CONSIDERADO LA BASE DE MÓDULOS ESTÁNDARES CORRECTA EN LA VALORIZACIÓN DE 04 ELEMENTOS

PLUZ señala que, los siguientes elementos fueron valorizados con la BDME aprobada mediante la Resolución N° 037-2024-OS/CD que es vigente desde el 01/02/2024, sin embargo, estos elementos fueron puestos en servicio en enero 2024:

AVA 003-2024 EDPE – Elementos SET Zárate (P/S: 09/01/2024)

AVA 005-2024 PLUZ – Elementos SET José Granda (P/S: 29/01/2024).

OSINERGHMIN	F-302	PLUZ ENERGIA	037-2024
CELDA 20kV-AL, SET ATIMT ZÁRATE	23kV	CE-023COMOSBAL-par	64,147
CELDA 20kV-TR, SET ATIMT ZÁRATE	23kV	CE-023COMOSBTR-par	61,488
CELDA 20kV-MD, SET ATIMT ZÁRATE	23kV	CE-023COMOSBMD	46,009
Celda 10kV-AL, SET ATIMT José Granda	10kV	CE-010COMOSBAL-par	52,739

Archivo: "Plan 21-25.rar \ Valorizacion AD6.xlsm"

Por lo mencionado, PLUZ solicita considerar en la valorización de estos cuatro (04) elementos, la BDME aprobada mediante Resolución N° 041-2023-OS/CD.

### Análisis de Osinerghmin

Se ha revisado la solicitud de PLUZ y se ha verificado que dichos elementos han sido valorizados con BDME aprobados mediante la Resolución N° 037-2024-OS/CD. Asimismo, se observa que los elementos de las SETs Zárate y José Granda fueron puestos en operación en enero de 2024, por lo que la base con la cual fue valorizada entró en vigencia a partir de febrero del 2024. En consecuencia, dichos elementos deben ser valorizados utilizando la base de datos de módulos estándar aprobados mediante la Resolución N° 041-2023-OS/CD.

Por lo tanto, los cálculos de valorización correspondientes a los elementos mencionados se realizarán con la BDME aprobados mediante la Resolución N° 041-2023-OS/CD.

### Conclusión

Por las razones explicadas en el análisis anterior, se acoge esta opinión.

### 2. OSINERGHMIN NO HA CONSIDERADO LA FECHA CORRECTA DE BAJA DE OPERACIÓN COMERCIAL DE LA CELDA DE TRANSFORMADOR EN LA SET PANDO

PLUZ señala que, en la siguiente figura, Osinerghmin está considerando como fecha de baja de operación comercial de la celda de transformador de la SET Pando (acta AVB-003-2024-PLUZ), el mes de junio 2024

ÁREA	Titular	Nombre de Elemento	Costo Medio anual [Soles]	Año Baja	Mes Baja	Descuent o por Baja [Soles]	Costo Medio anual [Soles]	Observación
6	PLUZ ENERGIA	Transformador de Reserva en SET CHAVARRÍA	415,376	2024	11	291,530	124,046	Liquidación 2025
6	PLUZ ENERGIA	Celdas Transformador en SET PANDO	86,046	2024	6	60,362	25,684	Liquidación 2025
6	PLUZ ENERGIA	Celdas Transformador en SET PANDO	86,046	2024	6	60,362	25,684	Liquidación 2025

Archivo: "Area\_06.rar\Area\_06\02\_PEAJES\ 05-Tarifas-Rev\_2025\_2029\_6.xlsm"

Sin embargo, el elemento fue dado de baja el 10/10/2024, tal como consta en el acta AVB 003-2024 PLUZ.

<b>ACTA DE VERIFICACIÓN DE BAJA</b> <b>(N° 003-2024 – PLUZ ENERGÍA PERÚ)</b>	
Con el fin de dar cumplimiento a lo establecido en la Resolución N° 091-2021-OS/CD, los representantes de Osinerghmin y la Empresa Titular de instalaciones de transmisión Pluz Energía Perú, tomando como base las siguientes fuentes de información:	
a) Información proporcionada por la Empresa Titular de Instalaciones de Transmisión PLUZ ENERGÍA PERÚ, mediante Carta N° IRAT-076-2024 de fecha 28/10/2024 (Sigid N° 202400253576), solicitando la inspección y suscripción de las actas.	
b) Visita de inspección de campo conjunta efectuada el 18/11/2024 por los Ingenieros: William A. Rodríguez Cano (Osinerghmin), y Luis Quino Suárez (PLUZ ENERGÍA PERÚ).	
Los suscritos dejan constancia de la baja del Elemento de Transmisión siguiente:	
<b>1. CELDA 60 kV – TR, SET PANDO</b> <b>(PI 2021 – 2025 / Año previsto de baja: 2023)</b>	
Ubicación	: Cercado Lima, Lima, Lima
Fecha y Hora de Baja	: 10/10/2024, 08:00 horas
Código de Elemento	: Celda TR2 60/10kV – Lado 60 kV

Por lo mencionado, PLUZ solicita considerar la fecha de baja correcta para el elemento indicado.

### **Análisis de Osinerghmin**

Con respecto a la celda de transformador de la SET Pando, en el Acta AVB N° 003-2024-PLUZ se indica que la fecha de baja es el 10/10/2024. Sin embargo, en el archivo de peajes "05-Tarifas-Rev\_2025\_2029\_6" se observa que está considerando una fecha distinta a la registrada en el acta, junio del 2024. Por lo tanto, corresponde modificar la fecha que se encuentra en el archivo, por la fecha octubre del 2024.

### **Conclusión**

Por las razones explicadas en el análisis anterior, se acoge esta opinión.

### **3. OSINERGHMIN NO HA CONSIDERADO LA FECHA CORRECTA EN EL CÁLCULO DEL FACTOR DE ACTUALIZACIÓN DEL ELEMENTO: CELDA DE ALIMENTADOR 20 kV, SET FILADELFIA**

PLUZ señala que, en la siguiente figura, Osinerghmin está considerando dic-23, como fecha de referencia para el cálculo del factor de actualización de la celda de alimentador 20 kV en la SET Filadelfia, sin embargo, este elemento por pertenecer al Plan de Inversiones 2017-2021 se valorizó con la BDME aprobada mediante la Resolución N° 062-2021-OS/CD, por tanto, corresponde como fecha de referencia diciembre 2020.

Característica del Elemento					Indicadores al inicio de Operación Comercial						
6	PLUZ ENERGIA	2024	9	11	Celda de Alimentador de 20 kV, FILADELFIA 60/20/10 kV	dic-23	3.713	280.913	383.917	2278.353	0.4

Archivo: "Area\_06.rar\Area\_06\02\_PEAJES\ 05-Tarifas-Rev\_2025\_2029\_6.xlsm"

Por lo mencionado, PLUZ solicita considerar la fecha correcta para el cálculo del factor de actualización del elemento Celda de Alimentador 20 kV en la SET Filadelfia, esto es diciembre 2020.

### **Análisis de Osinergmin**

Al respecto, se debe indicar que la BDME aprobada con Resolución N° 062-2021-OS/CD tiene sus valores expresados a diciembre del 2020; por lo tanto, corresponde considerar para la fórmula de actualización los índices iniciales a diciembre del 2020.

En ese sentido, corresponde modificar los factores iniciales de la celda de alimentador en la SET Filadelfia de diciembre 2023 a diciembre 2020. Cabe señalar que este mismo criterio, se debe replicar al resto de instalaciones que fueron valorizadas con la resolución N° 062-2021-OS/CD.

### **Conclusión**

Por las razones explicadas en el análisis anterior, se acoge esta opinión.

### A.3. Empresa de Generación Eléctrica de Junín S.A.C. (EGEJUNIN)

#### 1. CAMBIOS QUE DEBE CONSIDERAR OSINERGMIN EN LA DISTRIBUCIÓN DE LA COMPENSACIÓN MENSUAL ASIGNADA A LA GENERACIÓN ASOCIADA AL SST GD REP PARA EL PERIODO MAYO 2025 – ABRIL 2029

EGEJUNIN precisa como antecedente que, con fecha 28 de febrero de 2025, se publicó la Resolución N° 025, mediante la cual se publica el proyecto que “Fija los Peajes y Compensaciones de los Sistemas Secundarios de Transmisión (SST) y Sistemas Complementarios de Transmisión (SCT) para el periodo comprendido entre el 01 de mayo de 2025 y 30 de abril de 2029”. Entre otros aspectos, a través de la Resolución 025, se establecieron las compensaciones de los SST y/o SCT cuya responsabilidad de pago están asignadas, total o parcialmente, a la generación.

Que, en dicha Resolución se asigna a EGEJUNIN la responsabilidad de compensar mensualmente por la SST de la GD REP un monto de S/ 45 617.

Además, señala que, la metodología de cálculo para determinar los montos a compensarse por la GD REP establecen que se debe tener en cuenta el 50% de los montos derivados de evaluar el beneficio económico del periodo mayo 2025 a abril 2029 (CMAG intermedia) y el 50% de los montos de la fijación tarifaria inmediatamente anterior (PPi).

Adicionalmente señala que, según la Resolución N° 164 donde se aprueba la norma “Procedimiento para la Asignación de Responsabilidad de Pago de los SST y SCT” en el artículo 10.2.3 del Anexo se determina el Costo Medio Anual asignado al Generador “i”, conforme a lo siguiente:

$$\text{CMAG } i, \text{filtrada} = f \times (0,5 \times \text{PPi} + 0,5 \times \text{CMAGi})$$

Donde:

- CMAGi,filtrada es la asignación filtrada: pago anual asignado al Generador “i”, por un elemento del SST o SCT existente.
- CMAGi es el pago anual calculado para el generador “i” por un elemento según 10.2.2.
- PPi es el Pago Previo por el Elemento en análisis; se refiere al pago anual asignado por OSINERGMIN en la fijación tarifaria anterior al generador “i”.
- f es el factor que se aplica a todos los generadores “i” beneficiados por un elemento para que la suma de los pagos individuales resulte igual a la suma del CMAG del Elemento.

EGEJUNIN menciona que, la Resolución 025 ha tomado como información de los montos PPi, los resultados de la Resolución N° 110-2024-OS/CD (Resolución 110) el cual actualizó los montos a compensar para el periodo mayo 2023 a abril 2025, y en el cual EGEJUNIN tiene un monto mensual a compensar de S/ 78 687. Sin embargo, estos no corresponden a los Pagos Previos de una fijación tarifaria anterior.

Además, sostiene que, dentro de las fechas previstas en la normativa se presentaron solicitudes de revisión a la Distribución de Compensación mensual para el periodo mayo 2024 a abril 2025; y con fecha 13 de marzo de 2025 en atención a las solicitudes de revisiones presentadas, Osinergrmin publica la Resolución 031, conteniendo el proyecto de actualización de las compensaciones para dicho periodo, en la cual es asignado a EGEJUNIN un monto mensual a compensar de S/ 1 855.

Asimismo, menciona que, en las Audiencias Públicas realizadas por Osinerghmin por la presentación de los Proyectos de Resolución N° 025-2025-OS/CD y N° 031-2025-OS/CD realizadas el 11/03/2025 y 18/03/2025 respectivamente, ante las consultas realizadas sobre el criterio antes mencionado, los representantes de Osinerghmin afirmaron que, en efecto, corresponde utilizar los montos PPI que resulten de la actualización del periodo mayo 2024 a abril 2025.

En este sentido EGEJUNIN, de acuerdo con lo establecido en el marco normativo, solicita que para la publicación de la resolución de peajes y compensaciones SST y SCT que está contemplado en el calendario del proceso regulatorio para el día 15 de abril 2025 se considere el valor actualizado del PPI correspondiente al periodo 2024 - 2025.

### **Análisis de Osinerghmin**

De acuerdo con el numeral 10.2.3 de la Norma de Asignación de Responsabilidad, en la Fijación de la Asignación de Responsabilidad de Pago debe emplearse el Pago Previo asignado (PPI) por Osinerghmin para cada elemento en análisis. En ese sentido, corresponde utilizar los montos PPI que resulten de la revisión del periodo mayo 2024 - abril 2025.

### **Conclusión**

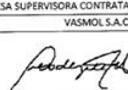
Por las razones explicadas en el análisis anterior, se acoge esta opinión.

## A.4. Electro Ucayali S.A. (ELECTRO UCAYALI)

### 1. RECONOCIMIENTO DE LA INVERSIÓN DEL TRANSFORMADOR 60/23/10 KV INSTALADO EN LA SE PUCALLPA

ELECTRO UCAYALI señala que, en la propuesta de peajes para el periodo 2021 – 2025, incluyó el reconocimiento de la inversión del nuevo transformador 60/23/10 kV, que se encuentra en servicio con obras concluidas desde diciembre de 2020 y de la celda 10 kV para el embarcadero puesto en servicio desde octubre de 2018. Esta información fue reiterada en la etapa de recursos de reconsideración del proceso de fijación de peajes 2021 - 2025, respondiendo Osinerghmin en la página 7 de su Informe N° 358-2021-GRT, lo siguiente; "...se ha verificado que los Elementos indicados por ELECTRO UCAYALI no cuentan con APES, por lo tanto, no corresponde el reconocimiento de dichos Elementos hasta la suscripción de su correspondiente APES".

Al respecto, ELECTRO UCAYALI menciona que ha venido gestionando la suscripción del APES para el caso del transformador 60/23/10 kV instalado en la SE Pucallpa, cuya evidencia se muestra a continuación:

ACTA DE SUPERVISIÓN									
<b>1. GENERALIDADES</b>									
<b>1.1 PROCEDIMIENTO</b>					<b>NOMBRE</b>				
RCD N°	198-2013-OS/CD				Procedimiento para la Supervisión del Cumplimiento del Plan de Inversiones de los Sistema Secundarios y Complementarios de Transmisión				
<b>1.2 AGENTE SUPERVISADO</b>					ELECTRO UCAYALI S.A.				
<b>1.3 LUGAR, FECHA SUSCRIPCIÓN ACTA</b>					30 de octubre de 2020				
<b>1.4 FECHA, HORA DE INICIO DE LA SUPERVISIÓN / EVALUACIÓN</b>					09:00 horas				
<b>1.5 FECHA, HORA FINAL DE LA SUPERVISIÓN / EVALUACIÓN</b>					12:00 horas				
<b>2. PARTICIPANTES<sup>1</sup></b>									
<b>OSINERGHMIN</b>					<b>AGENTE SUPERVISADO</b>				
EMPRESA SUPERVISORA (EST) CONTRATADA POR OSINERGHMIN					ELECTRO UCAYALI S.A.				
VASMOL S.A.C.					Representante		Ing. Augusto Pacaya / Ing. Anthonio Izurraga		
Professional ES					Cargo		Jefe Departamento de Ingeniería / Supervisor de Obras		
William Arturo Rodríguez Cano									
<b>3. DE LA SUPERVISIÓN</b>									
ITEM	N° PT	FECHA	ELEMENTO APROBADO / MODULO ESTACIONE	AGO PREVISTO / FECHA DE EJECUCIÓN	COMENTARIOS / OBSERVACIONES DEL SUPERVISOR	COMENTARIOS / OBSERVACIONES DEL TITULAR O AGENTE SUPERVISADO			
5	s/n	2013-2017	Transformador de Potencia de 30 MVA, 60/23/10 KV. SET AT/MT PUCALLPA TP-060023010-0305E1E	2017	En la supervisión en SET Pucallpa se ha puesto en servicio en el presente mes, un transformador de 36/45 MVA, 60/23/10 KV, superior en capacidad al transformador de 30 MVA aprobado en el PTI 2013-2017, en reemplazo del transformador de 15/4/15 MVA, el cual ha quedado tendido en la SET solo del lado de 60 KV.  Sobre este elemento aprobado, GRT-Osinergmin, en la página 31 del informe N° 354-2020-GRT, ha indicado que SET Manantay debe implementarse con el transformador de 30 MVA aprobado en la modificación del PTI 2013-2017.	El 11/10/2020, se ha realizado la conexión y puesto en operación del transformador de 36/45 MVA, 60/23/10 KV, proyecto que fue aprobado en la etapa de pre inversión por OPI-FONAFE.			
<b>4. DOCUMENTACIÓN RECIBIDA<sup>2</sup></b>									
ITEM					DOCUMENTOS RECIBIDOS DEL AGENTE SUPERVISADO				
-					-				
<b>5. OTROS DOCUMENTOS<sup>3</sup></b>									
ITEM					DESCRIPCIÓN				
-					-				
<b>6. SUSCRIPCIÓN DEL ACTA<sup>4</sup></b>									
<b>POR OSINERGHMIN</b>					<b>AGENTE SUPERVISADO</b>				
EMPRESA SUPERVISORA CONTRATADA POR OSINERGHMIN									
VASMOL S.A.C.									
									
PROFESIONAL DE LA EST	Ing. William Arturo Rodríguez Cano				REPRESENTANTE	Ing. Augusto Pacaya / Ing. Anthonio Izurraga			
DNI N°	10621567				DNI N°	32943707			
CIP/CA N°	126358				CARGO	Jefe Departamento de Ingeniería			
TELÉFONO	973138419				TELÉFONO	961748481			
EMAIL	supervisiotaltas@osinerghmin.gob.pe				EMAIL	apacaya@electroucayali.com.pe			

Por lo mencionado, ELECTRO UCAYALI sostiene que una vez concluido el proceso de peajes 2021-2025, Osinerghmin ha seguido rechazando la solicitud de ELECTRO UCAYALI para la suscripción de Acta de Puesta en Servicio, como se puede confirmar en el Oficio N° 1731-2021-OS DSE e Informe N° 415-2021-GRT, como se puede observar en la resolución final del Oficio-OS/CD.

"Decenio de la Igualdad de Oportunidades para mujeres y hombres"  
"Año del Bicentenario del Perú: 200 años de Independencia"

Magdalena del Mar, 09 de julio del 2021

**OFICIO N° 1731-2021-OS-DSE** **Expediente: 202100087373**

Señor  
Jose Julio Ribeyro Dellepiane  
Gerente General  
**Electro Ucayali S.A.**  
Av. Circunvalación 300 – Yarinacocha – Coronel Portillo  
Ucayali. -

Asunto: Solicitud de suscripción de Acta de Puesta en Servicio de la Ampliación de la subestación de Transformación Pucallpa II

Referencia : (1) Carta N° T-326-2021, del 21.04.2021  
(2) Oficio N° 1162-2021-OS-DSE  
(3) Carta N° T-470-2021, del 28.05.2021  
(4) Informe 415-2021-GRT de junio del 2021

Así, de acuerdo con lo señalado, el transformador implementado en la SET Pucallpa no cumple con lo establecido en el numeral 4.8 de la Norma "Procedimiento de Altas y Bajas de Sistemas de Transmisión Eléctrica de SST y/o SCT", aprobada mediante Resolución N° 057-2020-OS/CD, que señala que un Elemento se encuentra en Operación Comercial, cuando cumple de manera continua, con el servicio para el cual fue previsto en el Plan de Inversiones y sus eventuales modificaciones.

En ese sentido, su solicitud de suscripción de Acta de Puesta en Servicio del Transformador 60/23/10 kV, 36/45 MVA en la subestación Pucallpa, no cumple con lo establecido en la normativa y, por lo tanto, es rechazada.

Sin otro particular, quedamos de usted.  
Atentamente,

 Firmado Digitalmente  
por: SAYAS POMA  
Leonidas FAU  
20378082114 hard  
Fecha: 09/07/2021  
15:52:29

**Ing. Leonidas Sayas Poma**  
Gerente de Supervisión de Electricidad

Además, menciona que, Osinerghmin sigue sin indicar las razones de su decisión, o en todo caso indicar qué procedimientos se deben seguir para que la suscripción del APES sea efectiva y se pueda reconocer en los procesos de peajes y de liquidación de transmisión.

Por lo que, ELECTRO UCAYALI solicita al regulador que en cuanto ELECTRO UCAYALI disponga del APES, el Osinerghmin sobre la base de la mejor información disponible, determine el peaje del área de demanda 14, debiendo considerar la inversión asociada al elemento transformador en la SE Pucallpa. Al respecto, debemos precisar que, Osinerghmin debe acogerse a los principios y garantías establecidos en el TUO LPAG pues en este instrumento normativo se regulan las disposiciones generales sobre los procedimientos administrativos y el mismo se aplica a todas las entidades de la Administración Pública, entre ellas Osinerghmin. De esta forma, resulta importante tomar en cuenta lo establecido en el artículo 172° del TUO LPAG, el cual señala lo siguiente:

*"Artículo 172.- Alegaciones 172.1 Los administrados pueden en cualquier momento del procedimiento formular alegaciones, aportar los documentos u otros elementos de juicio, los que serán analizados por la autoridad, al resolver. (...)"*

### **Análisis de Osinergmin**

Al respecto, se debe tener en cuenta que en los diversos Planes de Inversiones no se aprobó transformador alguno para la SET Pucallpa; tal como se señala en los distintos pronunciamientos que tuvo Osinergmin sobre el tema, como, por ejemplo, en el Informe N° 639-2022-GRT.

Sin perjuicio de lo señalado, el numeral 5.11.2. de la NORMA TARIFAS, señala lo siguiente:

*“Se calculan los costos de inversión de las instalaciones de transmisión existentes, considerando para el efecto sólo las instalaciones que tienen Actas de Alta debidamente validadas en un proceso de Liquidación Anual de Ingresos, aplicando los costos de los Módulos Estándares de inversión vigentes establecidos por OSINERGMIN”.*

De lo anterior, queda explícitamente claro que, en los procesos de Fijación de Peajes y Compensaciones de los SST y SCT, solo se reconocen aquellas instalaciones que cuentan con sus APES debidamente validadas, lo cual no es el caso del transformador cuyo reconocimiento solicita ELECTRO UCAYALI. Sobre el particular, conviene mencionar que La exigencia del APES es un requisito normativo que debe ser aplicado en virtud del principio de legalidad. En ese sentido, se debe contar con el acta a efectos de reconocer la instalación solicitada por la recurrente.

Así, dicha instalación no podrá ser reconocida mientras que el APES no haya sido suscrita por Osinergmin. Una vez que se dispone del APES, se procedería con la revisión y análisis de los elementos suscritos en dicho documento para su eventual reconocimiento, lo que implicará un recálculo del peaje para el Área de Demanda 14. Este análisis y recálculo se realizaría a través del proceso de Liquidación Anual de los SST y SCT.

Finalmente, corresponde indicar que no es materia del presente proceso regulatorio pronunciarse sobre los trámites para la suscripción del APES.

### **Conclusión**

Por las razones explicadas en el análisis anterior, no se acoge esta opinión.

## **2. RANGO DE DATOS DE HOJA F-504 DEL ARCHIVO F500\_FactPerd\_AD14.xls PRESENTA INCONSISTENCIAS**

ELECTRO UCAYALI señala que, en la hoja “F-504” del archivo “F500\_FactPerd\_AD14.xls”, se observa una inconsistencia en los resultados de las pérdidas de potencia para los casos de máxima demanda del sistema y la coincidente SEIN. En el cuadro siguiente se muestra lo observado:

OSINERGHMIN					
PERDIDAS DE POTENCIA POR					
AREA DE DEMANDA:		14	<-Ingresar Área	Paso 1 de 2	
		2025	2025	2026	2026
SISTEMA ELÉCTRICO	Tipo pérdidas	PERDIDA PARA POT. MAX DE SISTEMA (1)	COINCIDENTE CON MAX. SEIN (2)	PERDIDA PARA POT. MAX DE SISTEMA (1)	COINCIDENTE CON MAX. SEIN (2)
<b>Aguaytia</b>					
Transmisión MAT	Total	-	-	-	-
Transformación MAT/IAT	Fijas	-	-	-	-
	Variables	-	-	-	-
	Total	-	-	-	-
Transmisión AT	Total	-	-	-	-
Transformación AT/MT	Fijas	-	-	-	-
	Variables	-	-	-	-
	Total	-	-	-	-
<b>Campo Verde, Pucallpa</b>					
Transmisión MAT	Total	0.008	0.006	0.009	0.007
Transformación MAT/IAT	Fijas	-	-	-	-
	Variables	-	-	-	-
	Total	-	-	-	-
Transmisión AT	Total	0.298	0.225	0.335	0.252
Transformación AT/MT	Fijas	0.103	0.107	0.102	0.107
	Variables	0.214	0.161	0.245	0.191
	Total	0.317	0.269	0.347	0.298

Por lo mencionado, ELECTRO UCAYALI solicita revisar y/o corregir donde corresponda, debido a que Electro Ucayali entiende que, para la parte variable, en la máxima del sistema se producen las mayores pérdidas por tener mayores cargas, sin embargo, los resultados del Osinerghmin señalan lo contrario.

### Análisis de Osinerghmin

Sobre lo señalado por ELECTRO UCAYALI, se verifica que la observación planteada no tiene coherencia, debido a que los valores enmarcados de color rojo en su opinión corresponden a las pérdidas de potencia variables de Transformación AT/MT. Al respecto, se verifica que los valores de las pérdidas variables asociadas al escenario de Máxima Demanda Coincidente a Nivel SISTEMA columna "PERDIDA PARA POT. MAX DE SISTEMA", son superiores a los valores de las pérdidas variables correspondientes al escenario de Máxima Demanda Coincidente a Nivel SEIN, columna "COINCIDENTE CON MAX. SEIN" (0,214 MW > 0,161 MW). Este resultado es consistente, dado que las pérdidas eléctricas variables, también denominadas pérdidas en el cobre o pérdidas Joule, dependen directamente de la carga del transformador. Tal como indica ELECTRO UCAYALI, en el escenario de Máxima Demanda Coincidente a Nivel SISTEMA, la demanda es mayor en comparación al escenario de Máxima Demanda Coincidente a Nivel SEIN.

Por otro lado, cabe precisar que no ocurre lo mismo en el caso de las pérdidas eléctricas fijas, ya que estas dependen de la tensión resultante del flujo de carga y el valor de tap de operación del transformador y no están relacionadas con la demanda de cada subestación.

### Conclusión

Por las razones explicadas en el análisis anterior, no se acoge esta opinión.

### 3. RECONOCIMIENTO DEL IGV EN LAS INVERSIONES DE TRANSMISIÓN

ELECTRO UCAYALI señala que, Osinerghmin al reconocer las inversiones de transmisión para ELECTRO UCAYALI, no toma en cuenta el caso específico de las empresas ubicadas en la Zona de Amazonía, debido a que reconoce los costos de los módulos estándares de transmisión sin IGV. Al respecto, debemos mencionar que, al ejecutar una inversión en transmisión a excepción de la mano de obra, todos los insumos que necesita la actividad de transmisión son producidos fuera de la Zona de Amazonía, por consiguiente, los costos de los proveedores incorporan el IGV.

Además, menciona que, sobre la base de la Ley 27037 (Ley de Promoción de Inversión en la Amazonía), no se permite el cobro de impuestos (IGV) en las tarifas de servicios públicos para los departamentos de la amazonia, es decir, se compra los elementos de transmisión con IGV y se cobra por este servicio sin IGV, constituyéndose el pago del IGV un sobre costo que afecta seriamente el equilibrio financiero de ELECTRO UCAYALI para la actividad de transmisión.

Por lo mencionado, ELECTRO UCAYALI solicita que en esta etapa de opiniones del proceso de fijación de peajes de los SST y SCT; se analice legalmente la procedencia de reconocer para ELECTRO UCAYALI el IGV en los módulos estándares de los sistemas de transmisión que forman parte de la valorización de los SCT.

### **Análisis de Osinergrmin**

Al respecto, el artículo 2 de la Resolución N° 080-2022-OS/CD contiene los criterios a considerar para aplicar un factor a las instalaciones ubicadas en la Amazonía. Dichos criterios se aplican únicamente a los proyectos aprobados en los Planes de Inversión cuya operación inicie a partir de la entrada en vigencia de la mencionada resolución. En ese sentido, hasta la fecha, no existen nuevas instalaciones que hayan sido puestas en operación y cuenten con su respectiva Acta por parte de ELECTRO UCAYALI, por lo que no corresponde efectuar un pronunciamiento sobre la aplicación del factor IGV a instalaciones a valorizar.

Una vez que estas instalaciones entren en servicio, Osinergrmin evaluará la información proporcionada por la empresa para determinar el reconocimiento del IGV, conforme a lo dispuesto en el artículo 2 de la citada resolución.

### **Conclusión**

Por las razones explicadas en el análisis anterior, no se acoge esta opinión.

## A.5. Red Eléctrica del Sur S.A. (REDESUR)

### 1. SOLICITAN QUE SE MODIFIQUEN LOS MONTOS CONSIGNADOS EN LA HOJA "AMPLIACION NO 8\_REDESUR\_2025 PP.XLS" POR EL CASO ANTAMINA

REDESUR señala que, con relación a la publicación de la Resolución N° 025-2025-OS/CD, mediante la cual se fijaron los Peajes y Compensaciones de los Sistemas Secundarios de Transmisión (SST) y Sistemas Complementarios de Transmisión (SCT) para el período del 1 de mayo de 2025 al 30 de abril de 2029, observa inconsistencias en la hoja de cálculo "AMPLIACION No 8\_REDESUR\_2025 PP.xls". En dicha hoja se incluyen montos asociados al cliente libre Compañía Minera Antamina S.A. (Antamina) en relación con supuestos cobros en exceso.

Menciona que, conforme al artículo 62 de la Ley de Concesiones Eléctricas (LCE) y el artículo 27.2 de la Ley N° 28832, es competencia de Osinergmin fijar las tarifas de los SST y SCT, aplicando los criterios establecidos en el artículo 139 del Reglamento de la LCE (RLCE). Esto incluye la recuperación del Costo Medio Anual (CMA) y el ajuste de saldos por liquidaciones anteriores, siempre bajo criterios objetivos y respetando los procesos establecidos.

Además, que, mediante Resolución N° 056-2020-OS/CD, Osinergmin aprobó el Procedimiento de Liquidación Anual, en el cual se establece que los saldos deben reflejar únicamente ajustes válidamente sustentados y firmes.

REDESUR sostiene que, para los años 2023 y 2024, Osinergmin aplicó un ajuste negativo en los saldos de liquidación de su empresa, considerando que existía un cobro en exceso por concepto de peajes de transmisión asociados al suministro eléctrico de Antamina.

Añade que, tal como se señala en las Resoluciones N° 057-2023-OS/CD y N° 052-2024-OS/CD, existe una controversia arbitral en curso entre ANTAMINA y ENGIE, relacionada con la facturación de los peajes SST y SCT asociados al consumo de Antamina. Osinergmin ha manifestado que cualquier eventual ajuste derivado de esta controversia será evaluado y aplicado una vez culminado el proceso arbitral, garantizando así el respeto al debido proceso y evitando pronunciamientos prematuros.

REDESUR precisa que, posteriormente, el Laudo Arbitral emitido ha declarado procedente que ENGIE es el único proveedor reconocido de Antamina para el período en controversia. En consecuencia, el resto de suministradores deberán gestionar directamente con Antamina la devolución de los montos cobrados en exceso.

Agrega, este pronunciamiento arbitral zanja la discusión sobre la titularidad del suministro y establece claramente que cualquier devolución corresponde a los suministradores que efectivamente transfirieron el peaje a Antamina hasta la fecha del laudo.

REDESUR señala que, en coherencia con el laudo, su empresa ha procedido a emitir en el año 2024 las Notas de Crédito (ver tabla N° 1), por los montos transferidos por concepto del peaje aplicado a Antamina. Es decir, la devolución de los montos cobrados en exceso ha sido atendida conforme al mecanismo comercial y contractual aplicable, fuera del ámbito tarifario que le corresponde fijar a Osinergmin.

Tabla N° 1: Notas de Crédito emitidas dentro de la Liquidación 2024 por el caso Antamina.

Titular de Transmisión	Periodo	Empresa	Suministrador	Tipo de Documento de Pago	N° Documento de Pago	Fecha de Emisión	Monto Facturado (Soles)
RDS	202401	EGEM	EMP GENERACION ELECTRICA MACHUPICCHU S A	NC	FC01-802	26/12/2024	- 1,255.08
RDS	202401	HUAL	EMPRESA DE GENERACION HUALLAGA SOCIEDAD ANONIMA	NC	FC01-803	26/12/2024	- 627.54
RDS	202401	TCHI	TERMOCHILCA SA	NC	FC01-798	23/12/2024	- 1,165.43
RDS	202402	EGEM	EMP GENERACION ELECTRICA MACHUPICCHU S A	NC	FC01-793	13/12/2024	- 1,308.93
RDS	202402	HUAL	EMPRESA DE GENERACION HUALLAGA SOCIEDAD ANONIMA	NC	FC01-794	13/12/2024	- 654.46
RDS	202402	TCHI	TERMOCHILCA SA	NC	FC01-799	23/12/2024	- 1,212.26
RDS	202402	TCHI	TERMOCHILCA SA	NC	FC01-800	23/12/2024	- 3.18
RDS	202403	EGEM	EMP GENERACION ELECTRICA MACHUPICCHU S A	NC	FC02-33	04/12/2024	- 1,411.87
RDS	202403	HUAL	EMPRESA DE GENERACION HUALLAGA SOCIEDAD ANONIMA	NC	FC02-37	04/12/2024	- 705.93
RDS	202403	TCHI	TERMOCHILCA SA	NC	FC02-40	23/12/2024	- 1,311.02
RDS	202404	EGEM	EMP GENERACION ELECTRICA MACHUPICCHU S A	NC	FC02-34	04/12/2024	- 1,259.22
RDS	202404	HUAL	EMPRESA DE GENERACION HUALLAGA SOCIEDAD ANONIMA	NC	FC02-38	04/12/2024	- 629.61
RDS	202404	TCHI	TERMOCHILCA SA	NC	FC02-41	23/12/2024	- 1,169.27
RDS	202405	EGEM	EMP GENERACION ELECTRICA MACHUPICCHU S A	NC	FC02-36	04/12/2024	- 1,250.04
RDS	202405	HUAL	EMPRESA DE GENERACION HUALLAGA SOCIEDAD ANONIMA	NC	FC02-39	04/12/2024	- 625.01
RDS	202405	TCHI	TERMOCHILCA SA	NC	FC02-42	23/12/2024	- 1,160.60
<b>Total Devolución 2024 (Caso Antamina)</b>							<b>- 15,749.45</b>

Añade que, si bien, para los procesos de liquidación de los años 2023 y 2024, Osinergmin restó el monto asociado al arbitraje de Antamina con el fin de salvaguardar los intereses de los usuarios, para el presente período resulta incorrecto mantener dicho criterio de ajuste en los saldos de liquidación de nuestra empresa. Esto se debe a que su representada se encuentra regularizando los pagos de la controversia mediante notas de crédito. Persistir en dicho criterio genera un doble efecto adverso:

Además, que, hay duplicidad en la devolución de los montos, al incluirlos en el ajuste tarifario pese a que ya han sido gestionados por los contratos bilaterales correspondientes. Los montos duplicados serían:

Caso Antamina		
2023	2024	Total
-37,163.00	-39,121.70	-76,284.70

Añade que, hay distorsión en la fijación del CMA de su empresa, trasladando erróneamente el ajuste al peaje que entrará en vigencia el 1 de mayo de 2025.

En atención a lo expuesto por REDESUR, solicita a Osinergmin:

- Corregir la hoja de cálculo " AMPLIACION No 8\_REDESUR\_2025 PP.xls", eliminando el ajuste a favor de Antamina, por cuanto la devolución de los montos en cuestión ya ha sido atendida comercialmente mediante la emisión de Notas de Crédito a favor de los suministradores.
- Revisar y corregir los saldos aplicados en las liquidaciones de 2023 y 2024, a fin de evitar una afectación indebida a dicha empresa y garantizar la consistencia tarifaria.
- Ajustar la determinación de los peajes y compensaciones para el período 2025-2029, eliminando cualquier distorsión relacionada con este asunto, conforme a la normativa vigente y respetando los principios de transparencia, predictibilidad y legalidad.

### **Análisis de Osinergmin**

Al respecto, se debe señalar que, en los archivos de liquidaciones de los años 2022 y 2023 (Archivos "AMPLIACION No 8\_REDESUR\_2023\_RR.xls" y "AMPLIACION No 8\_REDESUR\_2024\_RR.xls"), si bien se aplicó un monto negativo para el cálculo del peaje debido a que existía un cobro en exceso asociados al suministro eléctrico de Antamina, este descuento no se realizó en el CMA, debido a que no se había definido la forma de devolución de los montos pagados en exceso. No obstante, de acuerdo a lo desarrollado en el Informe N° 220-2025-GRT que sustenta la Liquidación Anual SST y SCT, el monto pagado en exceso se devolverá directamente a Antamina por los usuarios.

En ese sentido, corresponde definir cómo se saldará las diferencias con las empresas transmisoras, específicamente para el caso de las empresas con Contratos SCT para los cuáles no se determina un cargo unitario. Al respecto, como se puede observar en los archivos de las liquidaciones, el monto que señala REDESUR se encuentra en la hoja "Para\_Recalculado" y no en la hoja "LiquidaciónSCTD"; asimismo, la recuperación del CMA incluido los ajustes por liquidaciones de REDESUR se observan en la hoja "CMA\_D", columna K, donde solo se consideran los saldos actualizados de la diferencia entre los ingresos que correspondió facturar y los esperados, y no se consideró en ningún momento los montos asociados al caso Antamina. En ese sentido, en las Liquidaciones Anuales del año 2022 y 2023 se descontó el monto asociado al caso Antamina solo para efectos de recaudación y no como descuento en el CMA.

Por lo expuesto, para que no se interprete como una doble afectación, los montos descontados en las liquidaciones de los años 2022 y 2023 en la hoja "Para\_Recalculado" (para recaudación) se devuelven en la misma hoja para el cálculo del peaje del periodo siguiente (para recaudación). No obstante, dicho monto fue cobrado por los Titulares, por lo que corresponde efectuar directamente el descuento al CMA, en tanto los titulares no efectuarán ninguna devolución directa a Antamina.

Respecto a las notas de créditos emitidas en el año 2024, se debe señalar que, los montos cobrados en exceso del año 2024 deberán ser corregidos mediante notas contables. En el proceso de liquidaciones del año 2024 no se tomará en cuenta los montos facturados en exceso.

En ese sentido, no se elimina de la hoja de cálculo el ajuste por el cliente libre Antamina, toda vez, que las facturaciones realizadas en los años 2022 y 2023 se realizaron con la demanda declarada por los suministradores e incluyen la demanda en exceso que se declaraba por el cliente Antamina, sin embargo, el monto quitado en las liquidaciones de esos años se devuelven en la hoja "Para\_Recalculado"; además, no se modifica las liquidaciones realizadas en los años 2023 y 2024, toda vez que no afecta y garantiza el recupero del CMA de REDESUR; así como, no se acepta eliminar del cálculo de los peajes los montos relacionados a la facturación en exceso de los años 2022 y 2023.

### **Conclusión**

Por las razones explicadas en el análisis anterior, se acoge parcialmente esta opinión.

## A.6. Transmisora Eléctrica del Sur 3 S.A.C. (TESUR 3)

### 1. SOLICITAN QUE SE MODIFIQUEN LOS MONTOS CONSIGNADOS EN LA HOJA "CALCULO\_TESUR3\_SCT\_MONTALVO-LOS HÉROES 2025PP" POR EL CASO ANTAMINA.

TESUR 3 señala que, con relación a la publicación de la Resolución N° 025-2025-OS/CD, mediante la cual se fijaron los Peajes y Compensaciones de los Sistemas Secundarios de Transmisión (SST) y Sistemas Complementarios de Transmisión (SCT) para el período del 1 de mayo de 2025 al 30 de abril de 2029, observa inconsistencias en la hoja de cálculo "CALCULO\_TESUR3\_SCT\_Montalvo-Los Héroes 2025PP". En dicha hoja se incluyen montos asociados al cliente libre Compañía Minera Antamina S.A. (Antamina) en relación con supuestos cobros en exceso.

Menciona que, conforme al artículo 62 de la Ley de Concesiones Eléctricas (LCE) y el artículo 27.2 de la Ley N° 28832, es competencia de Osinergmin fijar las tarifas de los SST y SCT, aplicando los criterios establecidos en el artículo 139 del Reglamento de la LCE (RLCE). Esto incluye la recuperación del Costo Medio Anual (CMA) y el ajuste de saldos por liquidaciones anteriores, siempre bajo criterios objetivos y respetando los procesos establecidos.

Además, que, mediante Resolución N° 056-2020-OS/CD, Osinergmin aprobó el Procedimiento de Liquidación Anual, en el cual se establece que los saldos deben reflejar únicamente ajustes válidamente sustentados y firmes.

TESUR 3 sostiene que, para los años 2023 y 2024, Osinergmin aplicó un ajuste negativo en los saldos de liquidación de nuestra empresa, considerando que existía un cobro en exceso por concepto de peajes de transmisión asociados al suministro eléctrico de Antamina.

Añade que, tal como se señala en las Resoluciones N° 057-2023-OS/CD y N° 052-2024-OS/CD, existe una controversia arbitral en curso entre ANTAMINA y ENGIE, relacionada con la facturación de los peajes SST y SCT asociados al consumo de Antamina. Osinergmin ha manifestado que cualquier eventual ajuste derivado de esta controversia será evaluado y aplicado una vez culminado el proceso arbitral, garantizando así el respeto al debido proceso y evitando pronunciamientos prematuros.

TESUR 3 precisa que, posteriormente, el Laudo Arbitral emitido ha declarado procedente que ENGIE es el único proveedor reconocido de Antamina para el período en controversia. En consecuencia, el resto de suministradores deberán gestionar directamente con Antamina la devolución de los montos cobrados en exceso.

Agrega, este pronunciamiento arbitral zanja la discusión sobre la titularidad del suministro y establece claramente que cualquier devolución corresponde a los suministradores que efectivamente transfirieron el peaje a Antamina hasta la fecha del laudo.

TESUR 3 señala que, en coherencia con el laudo, su empresa ha procedido a emitir en el año 2024 las Notas de Crédito (ver tabla N° 1), por los montos transferidos por concepto del peaje aplicado a Antamina. Es decir, la devolución de los montos cobrados en exceso ha sido atendida conforme al mecanismo comercial y contractual aplicable, fuera del ámbito tarifario que le corresponde fijar a Osinergmin.

Tabla N° 1: Notas de Crédito emitidas dentro de la Liquidación 2024 por el caso Antamina.

Titular de Transmisión	Periodo	Empresa	Suministrador	Tipo de Documento de Pago	N° Documento de Pago	Fecha de Emisión	Monto Facturado (Soles)
TDS3	202401	EGEM	EMP GENERACION ELECTRICA MACHUPICCHU S A	NC	FC01-160	13/12/2024	- 5,997.69
TDS3	202401	HUAL	EMPRESA DE GENERACION HUALLAGA SOCIEDAD ANONIMA	NC	FC01-161	13/12/2024	- 2,998.84
TDS3	202401	TCHI	TERMOCHILCA SA	NC	FC01-167	16/12/2024	- 5,569.28
TDS3	202402	EGEM	EMP GENERACION ELECTRICA MACHUPICCHU S A	NC	FC01-162	13/12/2024	- 6,252.87
TDS3	202402	HUAL	EMPRESA DE GENERACION HUALLAGA SOCIEDAD ANONIMA	NC	FC01-163	13/12/2024	- 3,126.43
TDS3	202402	TCHI	TERMOCHILCA SA	NC	FC01-170	16/12/2024	- 5,798.54
TDS3	202402	TCHI	TERMOCHILCA SA	NC	FC01-172	23/12/2024	- 7.69
TDS3	202403	EGEM	EMP GENERACION ELECTRICA MACHUPICCHU S A	NC	FC02-16	04/12/2024	- 6,740.28
TDS3	202403	HUAL	EMPRESA DE GENERACION HUALLAGA SOCIEDAD ANONIMA	NC	FC02-20	04/12/2024	- 3,370.14
TDS3	202403	TCHI	TERMOCHILCA SA	NC	FC02-23	23/12/2024	- 6,258.82
TDS3	202404	EGEM	EMP GENERACION ELECTRICA MACHUPICCHU S A	NC	FC02-18	04/12/2024	- 6,023.27
TDS3	202404	HUAL	EMPRESA DE GENERACION HUALLAGA SOCIEDAD ANONIMA	NC	FC02-21	04/12/2024	- 3,011.63
TDS3	202404	TCHI	TERMOCHILCA SA	NC	FC02-24	23/12/2024	- 5,593.03
TDS3	202405	EGEM	EMP GENERACION ELECTRICA MACHUPICCHU S A	NC	FC02-19	04/12/2024	- 6,258.05
TDS3	202405	HUAL	EMPRESA DE GENERACION HUALLAGA SOCIEDAD ANONIMA	NC	FC02-22	04/12/2024	- 3,129.02
TDS3	202405	TCHI	TERMOCHILCA SA	NC	FC02-25	23/12/2024	- 5,810.29
<b>Total Devolución 2024 (Caso Antamina)</b>							<b>- 75,945.87</b>

Añade que, si bien, para los procesos de liquidación de los años 2023 y 2024, Osinergmin restó el monto asociado al arbitraje de Antamina con el fin de salvaguardar los intereses de los usuarios, para el presente período resulta incorrecto mantener dicho criterio de ajuste en los saldos de liquidación de nuestra empresa. Esto se debe a que su representada se encuentra regularizando los pagos de la controversia mediante notas de crédito. Persistir en dicho criterio genera un doble efecto adverso en los siguientes puntos:

Además, que, hay duplicidad en la devolución de los montos, al incluirlos en el ajuste tarifario pese a que ya han sido gestionados por los contratos bilaterales correspondientes. Los montos duplicados serían:

Antamina		
2023	2024	Total
-168,171.00	-185,998.56	- 354,169.56

Añade que, hay distorsión en la fijación del CMA de nuestra empresa, trasladando erróneamente el ajuste al peaje que entrará en vigencia el 1 de mayo de 2025.

En atención a lo expuesto por TESUR 3, solicita a Osinergmin:

- Corregir la hoja de cálculo "CALCULO\_TESUR3\_SCT\_Montalvo-Los Héroes 2025PP", eliminando el ajuste a favor de Antamina, por cuanto la devolución de los montos en cuestión ya ha sido atendida comercialmente mediante la emisión de Notas de Crédito a favor de los suministradores.
- Revisar y corregir los saldos aplicados en las liquidaciones de 2023 y 2024, a fin de evitar una afectación indebida a nuestra empresa y garantizar la consistencia tarifaria.
- Ajustar la determinación de los peajes y compensaciones para el período 2025-2029, eliminando cualquier distorsión relacionada con este asunto, conforme a la normativa vigente y respetando los principios de transparencia, predictibilidad y legalidad.

### **Análisis de Osinergmin**

Al respecto, se debe señalar que, en los archivos de liquidaciones de los años 2022 y 2023 (Archivos "CALCULO\_TESUR3\_SCT\_Montalvo-Los Héroes 2023 RR.xls" y "CALCULO\_TESUR3\_SCT\_Montalvo-Los Héroes 2024 RR.xls"), si bien se aplicó un monto negativo para el cálculo del peaje debido a que existía un cobro en exceso asociados al suministro eléctrico de Antamina, este descuento no se realizó en el CMA, debido a que no se había definido la forma de devolución de los montos pagados en exceso. No obstante, de acuerdo a lo desarrollado en el Informe N° 220-2025-GRT que sustenta la Liquidación Anual SST y SCT, el monto pagado en exceso se devolverá directamente a Antamina por los usuarios.

En ese sentido, corresponde definir cómo se saldará las diferencias con las empresas transmisoras, específicamente para el caso de las empresas con Contratos SCT para los cuáles no se determina un cargo unitario. Al respecto, como se puede observar en los archivos de las liquidaciones, el monto que señala TESUR 3 se encuentra en la hoja "Para\_Recalculado" y no en la hoja "LiquidaciónSCT"; asimismo, la recuperación del CMA incluido los ajustes por liquidaciones de TESUR 3 se observan en la hoja "CMAD", columna K, donde solo se consideran los saldos actualizados de la diferencia entre los ingresos que correspondió facturar y los esperados, y no se consideró en ningún momento los montos asociados al caso Antamina. En ese sentido, en las Liquidaciones Anuales del año 2022 y 2023 se descontó el monto asociado al caso Antamina solo para efectos de recaudación y no como descuento en el CMA, en tanto los titulares no efectuarán ninguna devolución directa a Antamina.

Por lo expuesto, para que no se interprete como una doble afectación, los montos descontados en las liquidaciones de los años 2022 y 2023 en la hoja "Para\_Recalculado" (para recaudación) se devuelven en la misma hoja para el cálculo del peaje del periodo siguiente (para recaudación). No obstante, dicho monto fue cobrado por los Titulares, por lo

Respecto a las notas de créditos emitidas en el año 2024, se debe señalar que, los montos cobrados en exceso del año 2024 deberán ser corregidos, mediante notas contables, en el proceso de liquidaciones del año 2024, no se tomará en cuenta los montos facturados en exceso.

En ese sentido, no se elimina de la hoja de cálculo el ajuste por el cliente libre Antamina, toda vez, que las facturaciones realizadas en los años 2022 y 2023 se realizaron con la demanda declarada por los suministradores e incluyen la demanda en exceso que se declaraba por el cliente Antamina, sin embargo, el monto quitado en las liquidaciones de esos años se devuelven en la hoja "Para\_Recalculado"; además, no se modifica las liquidaciones realizadas en los años 2023 y 2024, toda vez que no afecta y garantiza el recupero del CMA de TESUR 3; así como, no se acepta eliminar del cálculo de los peajes los montos relacionados a la facturación en exceso de los años 2022 y 2023.

### **Conclusión**

Por las razones explicadas en el análisis anterior, se acoge parcialmente esta opinión.

## A.7. Empresa de Electricidad del Perú S.A. (ELECTROPERÚ)

### 1. SUGERENCIA SOBRE LOS MONTOS PPI

ELECTROPERÚ señala que, en el cuadro N° 11.4 "Distribución de la Compensación Mensual Asignadas a la Generación del SST GD REP" del proyecto de resolución, Osinergmin ha asignado a ELECTROPERU S.A., para el periodo mayo 2025 a abril 2029, una compensación mensual de S/ 162 396. Dicho monto ha sido calculado considerando el monto del Pago del Periodo Anterior (PPI) que fue asignado por Osinergmin con Resolución N° 110-2024-OS/CD (en adelante Resolución 110), para el periodo mayo 2024 - abril 2025.

Añade que, debido a que Osinergmin ha dispuesto la publicación del proyecto de modificación de la Resolución 110, ésta conllevará a la actualización del PPI para el periodo mayo 2024-abril 2025, por lo que sugirieren lo siguiente:

"Para los fines del Proyecto de Resolución, así como para los que se deriven de ella, para el cálculo de la Distribución de la Compensación Mensual Asignadas a la Generación del SST GD REP, para el período mayo 2025 - abril 2029, se sirvan considerar el PPI actualizado para el periodo mayo 2024 - abril 2025, conforme a lo expresado por los funcionarios de Osinergmin en la audiencia pública de fecha 11 de marzo de 2025".

#### **Análisis de Osinergmin**

De acuerdo con el numeral 10.2.3 de la Norma de Asignación de Responsabilidad, en la Fijación de la Asignación de Responsabilidad de Pago debe emplearse el Pago Previo asignado (PPI) por Osinergmin para cada elemento en análisis. En ese sentido, corresponde utilizar los montos PPI que resulten de la revisión del periodo mayo 2024 - abril 2025.

#### **Conclusión**

Por las razones explicadas en el análisis anterior, se acoge esta opinión.

## A.8. Luz del Sur S.A.A. (LUZ DEL SUR)

### 1. FACTORES DE PÉRDIDAS MEDIAS – INYECCIONES DE POTENCIA

LUZ DEL SUR señala que las inyecciones de potencia consideradas por Osinerghmin para las centrales hidroeléctricas Nueva imperial, Callahuanca, Moyopampa, Carhuac, Her 1 y para la C.T. Illapu, no son representativas para un periodo de 4 años (2025-2029).

Que, solicita en el cálculo de los factores de pérdidas medias, considerar las potencias efectivas de dichas centrales, como inyecciones de potencia.

Que, en el apartado “Análisis de la Respuesta a las Observaciones Formuladas a la Propuesta de la Empresa LUZ DEL SUR (LDS)” del Informe N° 097-2025-GRT, específicamente en el análisis de la observación 12 (páginas 386 – 388), Osinerghmin menciona que el valor de las inyecciones de potencia a considerar debe ser representativo, criterio que comparte.

Además, menciona que, para las centrales cuyas potencias generadas han sido superiores a sus efectivas, ha considerado estas últimas; pero para aquéllas donde ha sucedido lo contrario, ha considerado las potencias generadas, sin mayor sustento; aplicando ello para todo el periodo tarifario de cuatro años (2025-2029), lo cual consideran que no es representativo.

En ese sentido LUZ DEL SUR señala que, dado que el despacho de una central puede variar durante un periodo dado, dependiendo de varios factores, más aún si el periodo es largo (cuatro años), sostenemos que considerar las potencias efectivas tiene mayor representatividad y estabilidad, criterio que además fue considerado por Osinerghmin en la última regulación.

#### Análisis de Osinerghmin

Con relación a las inyecciones de potencia de las centrales C.H. Nueva imperial, C.H. Callahuanca, C.H. Moyopampa, C.H. Carhuac, C.H. Her 1 y C.T. Illapu, para las cuales LUZ DEL SUR solicita considerar las potencias efectivas de dichas centrales como inyecciones de potencia; como se aprecia en la respuesta a la observación 12 incluida en el Informe N° 097-2025-GRT, se precisó que en la propuesta de LUZ DEL SUR, dicha concesionaria utilizaba las potencias efectivas de las centrales correspondientes, basándose en el supuesto criterio fijado por el regulador, refiriéndose a lo determinado en el análisis de su propuesta de inyecciones de generación del proceso anterior correspondiente al periodo 2021-2025.

Al respecto se debe de considerar que, con el objetivo de realizar una mejor representación de las inyecciones se consideró las potencias efectivas en el proceso anterior de fijación de peajes para el periodo 2021-2025, dada la propuesta sustentada por LUZ DEL SUR, ya que en horas de máxima demanda las centrales indicadas en la propuesta de aquel entonces, tenían un alto factor de planta, y en algunos casos las potencias propuestas superaban la potencia efectiva aprobada por el COES, como en el caso de la C.H. Nuevo Imperial y la C.H. Her 1, entre otras; sin embargo, para el caso de la C.H. Callahuanca, al haber estado fuera de servicio por un evento relacionado al fenómeno del niño, se consideró para este caso la potencia efectiva para el periodo 2021-2025 al ingresar nuevamente en servicio, lo cual no definió un criterio general al ser un caso particular ocasionado por un evento fortuito, ello sumado a que LUZ DEL SUR indicó en aquel entonces, que no consideró para todas las centrales de generación la información correspondiente a años anteriores por no ser representativos, debido a que en el año 2017 el fenómeno del niño afectó la producción de las C.H. Callahuanca, C.H. Moyopampa y C.H. Huampaní, en especial la C.H. Callahuanca, que

estuvo fuera de servicio y que recién volvió a operar con una generación regular a fines de marzo de 2019, lo cual no ha vuelto a ocurrir posteriormente para sustentar el uso de la potencia efectiva para todas las centrales propuestas en el presente proceso regulatorio; es decir, ello obedeció a un evento en particular.

Cabe mencionar que, en el caso particular de la C.T. Illapu al no contar con registros, el valor considerado para el presente proceso corresponde a la potencia efectiva aprobada por el COES mediante carta COES/D-471-2023, siendo que realizó la prueba de potencia efectiva y tramitó su aprobación, a pesar que dicha central no depende del despacho centralizado efectuado por dicho comité, y que LUZ DEL SUR no ha sustentado los valores propuestos de su inyección que son notablemente superiores a su potencia efectiva, por lo que se limitó al valor aprobado.

Con relación a que Osinerghmin a considerado para las centrales que no superaban su potencia efectiva la potencia generada, ello se sustenta en los registros del COES correspondientes a las inyecciones de dichas centrales en máxima demanda de los últimos años, las cuales como bien afirma LUZ DEL SUR no superan su potencia efectiva, por tal motivo al disponer de información histórica y siendo que la operación depende del despacho centralizado del COES, se evidencia que para estas centrales el considerar su inyección con el valor de potencia efectiva resultaría no representativo.

### **Conclusión**

Por las razones explicadas en el análisis anterior, no se acoge esta opinión.

## A.9. Electronorte S.A. (ELECTRONORTE)

### 1. CÁLCULO DE FACTORES DE PÉRDIDAS MEDIAS

ELECTRONORTE señala que, las inyecciones de generación considerados en el cálculo de los factores de pérdidas medias no son representativas.

Área	Central	2025	2026	2027	2028	2029	Sistema	NT
2	C.H. El Muyo	1.50	1.50	1.50	1.50	1.50	Bagua - Jaén, y Bagua - Jaén Rural	DMT
2	C.H. La Pelota	2.24	2.24	2.24	2.24	2.24	Bagua - Jaén, y Bagua - Jaén Rural	DMT
2	C.H. Quanda	0.99	0.99	0.99	0.99	0.99	Bagua - Jaén, y Bagua - Jaén Rural	DMT
2	C.H. Zaña	3.70	3.70	3.70	3.70	3.70	Chiclayo Baja Densidad	DAT B
2	C.H. Caclic	2.60	2.60	2.60	2.60	2.60	Bagua - Jaén, y Bagua - Jaén Rural	DMT
2	G.E. Huambos	3.34	3.34	3.34	3.34	3.34	Cutervo y Querocoto	DMAT B
2	G.E. Duna	2.16	2.16	2.16	2.16	2.16	Cutervo y Querocoto	DMAT B
2	C.H. Pizarras	3.04	3.04	3.04	3.04	3.04	Cutervo y Querocoto	DMAT B

Inyecciones en MT:

En el cuadro siguiente se presentan las inyecciones máximas de potencia registradas entre enero y diciembre de 2022 para las centrales hidroeléctricas Muyo, La Pelota, Quanda y Caclic, pertenecientes al sistema eléctrico "Bagua - Jaén y Bagua - Jaén Rural".

Inyecciones de generación – Año 2022 (MW)

Mes	C.H. MUYO	C.H. LA PELOTA	C.H. QUANDA	C.H. CACLIC
Ene-22	4.32	2.49	2.10	3.09
Feb-22	4.41	2.52	2.02	2.91
Mar-22	2.22	2.45	2.41	2.88
Abr-22	4.54	2.41	1.01	2.61

Mes	C.H. MUYO	C.H. LA PELOTA	C.H. QUANDA	C.H. CACLIC
May-22	4.68	2.45	1.30	3.35
Jun-22	4.69	2.45	1.01	2.62
Jul-22	4.67	2.41	1.01	2.60
Ago-22	4.15	2.41	1.01	2.20
Set-22	0.00	0.00	0.00	0.00
Oct-22	4.15	2.42	1.01	2.61
Nov-22	2.68	2.70	1.00	2.64
Dic-22	2.54	2.46	1.11	2.65
<b>Año 2022</b>	<b>4.69</b>	<b>2.70</b>	<b>2.41</b>	<b>3.35</b>

Fuente: Mediciones proporcionadas por ELOR en su PROPUESTA FINAL.

ELECTRONORTE añade que, los valores considerados por Osinerghmin no son representativos y difieren significativamente de las máximas inyecciones de potencia registradas durante el 2022.

Adicionalmente señala que, para el cálculo de la inyección de energía en el sistema eléctrico "Bagua - Jaén y Bagua - Jaén Rural", se ha estimado un factor de carga de 0,58 (ver documento F-505). Sin embargo, considerando dicho factor y las inyecciones de potencia asumidas por Osinerghmin, las inyecciones de energía resultantes serían significativamente menores a las realmente registradas, lo que afecta la representatividad del cálculo.

Inyecciones en AT y MAT:

Menciona que, en el caso de las centrales hidroeléctricas Zaña y Pizarras, así como las centrales eólicas Huambos y Dunas, el cálculo de las inyecciones de generación debe considerar la potencia efectiva declarada por el COES para la operación del sistema eléctrico.

Por lo que ELECTRONORTE solicita al regulador corregir las inyecciones de generación en la hoja "Pot\_Coinc\_SEIN" del archivo "F\_500\_FactPerd\_AD02-Pre.xls", tomando como referencia:

1. Los valores máximos registrados en 2022, según las mediciones oficiales.
2. La potencia efectiva declarada en el COES para la operación del sistema eléctrico.

Y añade que, estas correcciones garantizarán que el cálculo de los factores de pérdidas medias refleje con mayor precisión la realidad operativa del sistema.

### **Análisis de Osinerghmin**

Con relación a lo afirmado por ELECTRONORTE, respecto que las inyecciones de generación consideradas en el cálculo de los FPMd no son representativas, dicha concesionaria basa esta afirmación en que los valores empleados difieren significativamente de las máximas inyecciones de potencia de la central durante el año 2022, la cual se puede producir en cualquier momento del año; sin embargo, para ello no sustenta el empleo de estas máximas inyecciones de potencia como valores a ser considerados para las inyecciones de potencia durante un régimen de producción que se mantiene durante el año.

Considerando lo anteriormente expuesto, con relación a los valores de inyecciones utilizados para el cálculo de los FPMd correspondientes a las centrales de ELECTRO ORIENTE del Área de Demanda 2, a las cuales hace referencia ELECTRONORTE, se tomó los valores de inyecciones presentados por ELECTRO ORIENTE en su propuesta para dicha área de demanda (archivo F\_500\_FactPerd\_AD02.xlsm) de aquellas centrales no despachadas por el COES; dichos valores concuerdan con los registros de medición de inyección de potencia en máxima demanda de la respectiva central presentados por ELECTRO ORIENTE, precisando para este caso que ELECTRONORTE ante las observaciones realizadas a su Propuesta de Fijación de Peajes y Compensaciones para los SST y SCT del periodo 2025-2029, no presentó el levantamiento de dichas observaciones, por lo cual se consideró la información correspondiente.

Por otro lado, como puede observarse en el cuadro que presenta ELECTRONORTE a modo comparativo, en base a las mediciones de ELECTRO ORIENTE, considerar la máxima inyección de la central ocurrida durante el año no resultaría representativo, ya que como se observa, se registran variaciones en su inyección de potencia que incluyen periodos en los cuales no operaron, y las máximas potencias que sugiere ELECTRONORTE considerar en el cálculo incluso no se registran en meses donde usualmente ocurre la máxima demanda del año, por lo que su régimen de producción es irregular, motivo por el cual se empleó la propuesta de ELECTRO ORIENTE para el caso de estas centrales que fue respalda con sus propias mediciones.

En ese sentido, debido a que los valores de inyecciones consideradas para las centrales no despachadas por el COES presentadas por ELECTRONORTE en su comentario, corresponden a la propuesta realizada por ELECTRO ORIENTE, los cuales fueron sustentados con mediciones por dicha concesionaria, estas se mantienen, siendo que en esta oportunidad ELECTRONORTE no ha sustentado la utilización de los valores de las máximas inyecciones ocurridas durante el año como valores representativos de la operación de estas centrales.

Con relación a considerar como inyecciones los valores de potencia efectiva de las centrales que despacha el COES, es de precisar que ello no es representativo de su operación usual en máxima demanda, dado que la operación de estas centrales están sujetas al despacho centralizado por el COES, ya que las potencias efectivas, para el caso de las centrales hidroeléctricas, son el resultado de los Ensayos de Potencia Efectiva cuando operan durante

cinco horas a Condiciones de Potencia Efectiva en cumplimiento del PR-18. En ese sentido, para considerar la utilización de las potencias efectivas como valores de inyecciones, se debe sustentar que en los registros de operación en máxima demanda las inyecciones de dichas centrales bordean o superan sus potencias efectivas, lo cual no se ha sustentado en el presente caso.

Por otra parte, con relación a las centrales eólicas Huambos y Dunas, al ser centrales de generación no convencional, el COES aprueba sus potencias nominales más no potencias efectivas, por lo que la solicitud de ELECTRONORTE no es consistente para estos casos.

Respecto al comentario de ELECTRONORTE sobre el factor de carga, se precisa que, desde procesos regulatorios anteriores, la representación de la energía de las inyecciones se ha realizado considerando el factor de carga determinado según lo establecido en el numeral 21.3 de la NORMA TARIFAS. Cabe señalar que dicha consideración es aplicada de manera transversal al cálculo de las inyecciones para todas las Áreas de Demanda.

### Conclusión

Por las razones explicadas en el análisis anterior, no se acoge esta opinión.

## 2. REGULARIZACIÓN DE LA REMUNERACIÓN DE EQUIPOS INSTALADOS EN LA SET PAMPA PAÑALÁ

ELECTRONORTE señala que, mediante la Resolución N° 151-2012-OS/CD de fecha 19 de julio de 2012, se aprobó el proyecto "LT 60 kV Motupe – Pampa Pañalá (29,4 km, 240 mm<sup>2</sup>) y Nueva SET Pampa Pañalá 60/23 kV de 30 MVA (año 2014)", considerando expresamente la implementación del módulo Línea Transformador. Como parte de este proyecto, la empresa ELECTRONORTE ejecutó las instalaciones correspondientes, incluyendo un seccionador de barra adicional, el cual no fue originalmente considerado para efectos de remuneración conforme lo refiere el acta de puesta en servicio (APES):

**APES N°004-2017-ENSA**

2. **APROBADO:** Celda de Línea Transformador a Motupe, SET Pampa Pañalá  
(Módulo estándar aprobado: CE-060COR1C1ESBLT2)  
(PIT 2013 – 2017 / año previsto 2014)

**INSTALADO:** Celda de Línea 60 kV a Nueva Motupe, SET Pampa Pañalá

**NOTA:**

El elemento aprobado en el PIT 2013-2017 corresponde a una celda de línea transformador, sin embargo, el Titular ha instalado una celda de línea, con un seccionador de barra adicional.

El módulo estándar aprobado considera una corriente de cortocircuito de 25 kA para el elemento, sin embargo, lo instalado por el Titular corresponde a una corriente de 31,5 kA.

Las diferencias entre las características de las instalaciones aprobadas en el Plan de Inversiones y las instalaciones realmente puestas en servicio que impliquen un mayor costo, deberán ser sustentadas por los Titulares y aprobadas por Osinergmin, en la oportunidad que éste lo solicite, según lo indicado en el numeral 5.2 a) de la Resolución Osinergmin N° 261-2012-OS/CD.

COMPONENTES PRINCIPALES	TITULAR	POC	REMUNERA
MODULO DE CELDA TIPO CONVENCIONAL, AL EXTERIOR 60 KV COSTA RURAL (De 0 a 1000 msnm) - SIMPLE BARRA - LÍNEA TRANSFORMADOR (CE-060COR1C1ESBLT2)			
Interruptor, 60 kV, 325 kVp (BIL), 1250 A, 25 kA, operación tripolar, incluye estructura soporte.	ENSA	6/07/2017	SI
Seccionador de línea, 60 kV, 325 KVp (BIL), 1250 A, incluye estructura soporte	ENSA	6/07/2017	SI
Transformador de corriente, 60 kV, 325 KVp (BIL), 600-1200/1/1/1A, 2x30 VA - 5P20, 30 VA - Cl 0,5, incluye estructura soporte	ENSA	6/07/2017	SI

COMPONENTES PRINCIPALES	TITULAR	POC	REMUNERA
MODULO DE CELDA TIPO CONVENCIONAL, AL EXTERIOR 60 KV COSTA RURAL (De 0 a 1000 msnm) - SIMPLE BARRA - LÍNEA TRANSFORMADOR (CE-060COR1C1ESBLT2)			
Transformador de tensión capacitivo, 60 kV, 325 KVp (BIL), 60/V3 / 0,1/V3 0,1/V3 kV, 30 VA - 3P, 30 VA - Cl 0,5, incluye estructura soporte	ENSA	6/07/2017	SI
Pararrayos 54 kV, 10 kA, clase 2, incluye estructura soporte y contador de descarga (325 kVp BIL)	ENSA	6/07/2017	SI
Seccionador de barra, 60 kV, 325 KVp (BIL), 1250 A, incluye estructura soporte	ENSA	6/07/2017	NO

ELECTRONORTE menciona que, posteriormente, mediante Resolución N° 193-2016-OS/CD de fecha 26 de julio de 2016, se aprobó el proyecto "LT 60 kV Tierras Nuevas – Pampa Pañalá", con el objetivo de configurar la simple barra 60 kV en la SET Pampa Pañalá, lo que implicó la incorporación de nuevos equipos por parte de COELVISAC, los cuales han sido instalados y se encuentran actualmente en operación.

APES N° 001-2024-COELVISAC	
<p><b>1. CELDA DE TRANSFORMADOR 60 KV, SET AT/MT PAMPA PAÑALA</b>  <b>(Módulo estándar aprobado: CE-060COR1C1ESBTR2)</b>  <b>(PI 2017-2021/Proyecto N° 20/Año previsto: 2021)</b></p>	
<p><b>Notas:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ El módulo estándar aprobado para una celda de transformador está conformado por interruptor, seccionador de barra, transformadores de corriente, pararrayos, tableros de control, protección y medición; cabe señalar, que dicha celda de transformador es de propiedad de la empresa Electronorte S.A. Así, COELVISAC ha instalado un interruptor y un seccionador de línea en la celda de línea 60 kV hacia la SET Nueva Motupe que junto al resto de equipos de propiedad de Electronorte S.A. conforman la celda de línea 60 hacia SET Nueva Motupe que configura como cambio de característica; sin embargo, la doble titularidad para un mismo Elemento se considera como una situación excepcional, como un caso específico y, que no debe generar jurisprudencia en el futuro para otros Elementos.</li> <li>▪ El módulo estándar aprobado considera para el Elemento, una corriente de cortocircuito de 25 kA, sin embargo, lo instalado corresponde a una corriente de corto circuito de 31,5 kA.</li> <li>▪ El sistema de barras, estructura de los pórticos y sus bases han sido implementados por COELVISAC.</li> <li>▪ El tablero de protección, control y medición de la celda de transformador es propiedad de Electronorte S.A.</li> <li>▪ El conexionado y adecuación a los tableros de control y protección de la bahía de línea existentes, del seccionador SL-6058 e interruptor IN-6108, ha sido realizado por COELVISAC</li> <li>▪ El tablero de protección, control y medición de la celda de línea es propiedad de Electronorte S.A.</li> <li>▪ En la presente Acta se está formalizando la Puesta en Servicio de la <b>CELDA DE TRANSFORMADOR 60 KV, SET AT/MT PAMPA PAÑALA, (PI 2017-2021/Proyecto N° 20/Año previsto: 2021), la cual se encuentra cumpliendo con su función para la que fue prevista.</b></li> </ul>	

Añade que, actualmente, en la SET Pampa Pañalá se encuentran operativos los siguientes equipos adicionales no remunerados adecuadamente:

COMPONENTES PRINCIPALES			
MODULO DE CELDA TIPO CONVENCIONAL, AL EXTERIOR 60 KV COSTA RURAL (De 0 a 1000 msnm) - SIMPLE BARRA – LÍNEA (CE-060COR1C1ESBLI2)	TITULAR	AÑO	REMUNERA
Interrupor, 60 kV, 325 kVp (BIL), 1250 A, 25 kA, operación tripolar, incluye estructura soporte.	CVC	22/01/2024	SI*
Seccionador de línea, 60 kV, 325 KVp (BIL), 1250 A, incluye estructura soporte	CVC	22/01/2024	SI*
Seccionador de barra, 60 kV, 325 KVp (BIL), 1250 A, incluye estructura soporte	ENSA	6/07/2017	NO
Transformador de corriente, 60 kV, 325 KVp (BIL), 600-1200/1/1/1A, 2x30 VA - 5P20, 30 VA - CI 0,5, incluye estructura soporte	ENSA	6/07/2017	SI
Transformador de tensión capacitivo, 60 kV, 325 KVp (BIL), 60/V3 / 0,1/V3 0,1/V3 kV, 30 VA - 3P, 30 VA - CI 0,5, incluye estructura soporte	ENSA	6/07/2017	SI
MODULO DE CELDA TIPO CONVENCIONAL, AL EXTERIOR 60 KV COSTA RURAL (De 0 a 1000 msnm) - SIMPLE BARRA – TRANSFORMACIÓN (CE-060COR1C1ESBTR2)	TITULAR	AÑO	REMUNERA
Interrupor, 60 kV, 325 kVp (BIL), 1250 A, 25 kA, operación tripolar, incluye estructura soporte.	ENSA	6/07/2017	SI
Seccionador de barra, 60 kV, 325 KVp (BIL), 1250 A, incluye estructura soporte	ENSA	6/07/2017	SI
Transformador de corriente, 60 kV, 325 KVp (BIL), 600-1200/1/1/1A, 2x30 VA - 5P20, 30 VA - CI 0,5, incluye estructura soporte	ENSA	6/07/2017	NO
Pararrayos 54 kV, 10 kA, clase 2, incluye estructura soporte y contador de descarga (325 kVp BIL)	ENSA	6/07/2017	SI

\* Según lo dispuesto en el proyecto de Resolución

ELECTRONORTE añade que, estos activos han sido debidamente verificados como constan en las actas de alta suscritas por Osinerghmin y están brindando servicio efectivo como parte del sistema de transmisión en beneficio del Área de Demanda 2.

Adicionalmente menciona que, el seccionador de barra ni los Transformadores de corriente no han sido incluidos en la liquidación de ingresos, lo cual representa una omisión que afecta directamente el reconocimiento de los costos de inversión, operación y mantenimiento asumidos por ELECTRONORTE, vulnerando el principio de remuneración por instalaciones efectivamente en servicio y verificadas.

Por lo que ELECTRONORTE solicita al regulador, como parte del proceso de liquidación de ingresos del periodo mayo 2025 – abril 2029:

- Regularice la inclusión del seccionador de barra y demás equipos señalados en la remuneración correspondiente.
- Corrija las bases de cálculo del Costo Medio Anual del SCT de ELECTRONORTE, reconociendo integralmente los activos en servicio.
- Se solicita evitar que se siga vulnerando el derecho de ELECTRONORTE a ser remunerados por las instalaciones que forman parte del sistema de transmisión y que prestan un servicio regulado y verificado, conforme al marco legal vigente.

### Análisis de Osinerghmin

De acuerdo con lo establecido en el artículo 139 inciso d) numeral III) del RLCE, en la liquidación, se determinan los peajes de aquellas instalaciones que, estando aprobadas en el Plan de Inversiones, entran en operación comercial con posterioridad a la fecha de dicha aprobación.

En la misma línea, el numeral 7.1 del “Procedimiento de altas y bajas de sistemas de transmisión eléctrica de SST y/o SCT”, aprobado con Resolución N° 057-2020-OS/CD (“Procedimiento Altas y Bajas”), señala que los titulares de transmisión deben remitir a la GRT las Actas de Verificación de Alta y/o Actas de Verificación de Baja para su reconocimiento en la siguiente liquidación anual. Asimismo, en el artículo 5.1 de este procedimiento se dispone que las altas y bajas que se reconocen en la siguiente liquidación anual son las incluidas en el plan de inversiones o el plan de transmisión.

Al respecto, tal como señala ELECTRONORTE, se le aprobó una celda línea-transformador, y según el Acta N° 004-2017-ENSA, se instaló un seccionador de barra adicional. Sin embargo, en el proceso de Liquidación Anual de los SST y SCT del año 2018, ELECTRONORTE no sustentó, por cambio de características, la necesidad de considerar dicho seccionador de barra, por lo que no correspondía su reconocimiento adicional. En ese sentido, ELECTRONORTE ya cuenta con un CMA fijado por única vez para sus activos en la SET Pampa Pañala, el cual no puede volver a ser revisado.

Asimismo, en ningún Plan de Inversiones posterior se aprobaron instalaciones adicionales en 60 kV en la SET Pampa Pañala para ELECTRONORTE que requieran reconocimiento en la actualidad.

Por otro lado, COELVISAC viene insistiendo con la firma del Acta de su instalación desde el año 2021, y una de las observaciones que realizó el regulador fue la no instalación de algunos elementos; sin embargo, COELVISAC con la firma del Acta garantiza el normal funcionamiento de sus instalaciones. Por lo que, no corresponde a Osinergmin regular sobre acuerdos internos, o interferir ante la falta de ellos, que hayan tenido COELVISAC y ELECTRONORTE para la instalación y correcto funcionamiento de la SET Pampa Pañala.

Por lo tanto, la responsabilidad de la celda de línea-transformador de 60 kV, que actualmente se utiliza como celda de transformador, recae en ELECTRONORTE, mientras que COELVISAC es responsable de las celdas de línea. Esto último se debe a que, según el Acta N° 001-2024-COELVISAC, en reemplazo de la celda de transformador aprobada en el Plan de Inversiones, COELVISAC instaló una celda de línea.

En consecuencia, a ELECTRONORTE no le corresponde el reconocimiento de elementos adicionales. Además, COELVISAC, al igual que ELECTRONORTE, debe garantizar el correcto funcionamiento de sus instalaciones.

### **Conclusión**

Por las razones explicadas en el análisis anterior, no se acoge esta opinión.

## A.10. Hidrandina S.A. (HIDRANDINA)

### 1. SOLICITUD DE VALORIZACIÓN DE LA CELDA DE TRANSFORMADOR EN LA SET AT/MT CARAZ

HIDRANDINA señala que, en la presente etapa del proceso tarifario, solicita la valorización de los elementos instalados en la Celda de Transformador (13,8 kV) de la Subestación AT/MT Caraz, cuya puesta en operación fue aprobada mediante el Acta de Verificación de Alta (AVA) N° 0001-2024 HIDRANDINA, con fecha de entrada en servicio el 29 de mayo de 2023.

Por lo mencionado, HIDRANDINA requiere que los elementos señalados sean valorizados conforme a los módulos estándar vigentes, según lo establecido en el Formato F-601, ajustando la valorización en atención a las características técnicas superiores respecto al módulo estándar aprobado, de acuerdo con los siguientes puntos:

#### 1. Capacidad de interrupción:

- El módulo estándar considera una corriente de cortocircuito de 16 kA.
- Sin embargo, el equipo instalado corresponde a una capacidad de 31,5 kA, lo que representa una mejora técnica significativa en términos de capacidad de respuesta ante fallas.

#### 2. Nivel de aislamiento (BIL):

- El módulo estándar aprobado contempla un BIL de 95 kVp.
- La celda instalada posee un BIL de 125 kVp, lo que implica un mayor nivel de rigidez dieléctrica y una mejor protección frente a sobretensiones transitorias.

#### 3. Equipamiento adicional:

- El elemento cuenta con sistemas de medición, protección y control completamente instalados, lo cual debe ser considerado en la valorización al formar parte integral del servicio regulado.

#### 4. Año de fabricación del equipamiento:

- Aunque algunos equipos instalados cuentan con año de fabricación anterior al límite permitido, se ha presentado la justificación correspondiente conforme al Artículo 11 de la Resolución N° 091-2021-OS/CD, mediante:
  - Carta N° HDNA-GRCF-0193-2023 (29/05/2023),
  - Carta N° HDNA-GRCF-0508-2023 (11/09/2023), y
  - Carta N° HDNA-GRCF-0719-2023 (03/11/2023).

#### 5. Financiamiento del Proyecto:

- Si bien el elemento se encuentra incluido en el Anexo N° 1 del Decreto de Urgencia N° 048-2021, que autoriza al MINEM el financiamiento de proyectos bajo el ámbito de
- FONAFE, no se ha recibido financiamiento público y que la ejecución se realizó con fondos propios.

#### Solicita:

- Que se proceda a valorar los elementos instalados considerando las especificaciones técnicas reales, las cuales superan lo establecido en los módulos estándar.
- Que se reconozca la inversión efectuada con fondos propios por parte del HIDRANDINA.
- Que se incorpore dicha valorización en el cálculo de ingresos y compensaciones del presente proceso tarifario, a fin de garantizar una remuneración justa y proporcional a la infraestructura efectivamente puesta al servicio del sistema.
- Se adjunta el AVA N° 001-2024-HIDRANDINA.

### Análisis de Osinerghmin

Al respecto, se verifica que en el proceso de Liquidación Anual de los SST y SCT del año 2024 se incluyó el AVA N° 001-2024-HIDRANDINA. Dicha inclusión se verifica en la hoja "SCT" del archivo F-500. Por ello, no corresponde su inclusión nuevamente, ya que su inversión ya está siendo reconocida.

### Conclusión

Por las razones explicadas en el análisis anterior, no se acoge esta opinión.

## 2. INYECCIONES DE GENERACIÓN

HIDRANDINA señala que, las inyecciones de generación considerados en el cálculo de los factores de pérdidas medias no son representativas.

Área	Central	2025	2026	2027	2028	2029	Sistema	NT
3	C.H. Gallito Ciego	28.34	28.34	28.34	28.34	16.64	Guadalupe y	DAT B
3	C.H. Pariac	2.55	2.55	2.55	2.55	2.55	Caraz - Carhu	DAT B
3	C.H. santa cruz I	3.40	3.40	3.40	3.40	3.40	Caraz - Carhu	DAT B
3	C.H. santa cruz II	3.75	3.75	3.75	3.75	3.75	Caraz - Carhu	DAT B
3	C.H. Pias 1	9.10	9.10	9.10	9.10	9.10	Caraz - Carhu	DMAT B
3	C.H. Potrero	11.55	11.55	11.55	11.55	11.55	Cajamarca, C	DAT B
3	C.H. Manta 1	5.26	5.26	5.26	5.26	5.26	Caraz - Carhu	DAT B
3	C.H. Centauro	9.90	9.90	9.90	9.90	9.90	Caraz - Carhu	DAT B
3	C.H. Shipilco	0.18	0.18	0.18	0.18	0.18	Cajamarca, C	DMT
3	C.H. Cantange 1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	Cajamarca, C	DMT
3	C.H. Cantange 2	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	Cajamarca, C	DMT
3	C.H. Cantange 3	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	Cajamarca, C	DMT
3	C.H. Catilluc 1	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	Cajamarca, C	DMT
3	C.H. Catilluc 2	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	Cajamarca, C	DMT
3	C.H. Chicche 1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	Cajamarca, C	DMT
3	C.H. Chicche 2	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	Cajamarca, C	DMT
3	C.H. Huayunga	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	Cajamarca, C	DMT
3	C.H. Pomabamba 3	0.31	0.31	0.31	0.31	0.31	Caraz - Carhu	DMT
3	C.H. Pomabamba 2	0.41	0.41	0.41	0.41	0.41	Caraz - Carhu	DMT
3	C.H. Pomabamba 1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	Caraz - Carhu	DMT
3	C.H. Maria Jiray 2	1.30	1.30	1.30	1.30	1.30	Caraz - Carhu	DMT
3	C.H. Maria Jiray 1	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	Caraz - Carhu	DMT
3	C.H. Tarabamba 2	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	Caraz - Carhu	DMT

Inyecciones en MT:

HIDRANDINA menciona que, en el cuadro siguiente presentan las inyecciones máximas de potencia registradas entre enero y diciembre de 2022 para las centrales hidroeléctricas que forman parte de la generación distribuida de HIDRANDINA:

## Inyecciones de generación – noviembre 2022 (MW) – SISTEMA CAJAMARCA

Día	Shipilco	Cantange 1	Cantange 2	Cantange 3	Catilluc 1	Chicche 1	Huayunga
1	0.284	0.430	0.427	0.401	0.065	0.230	0.284
2	0.285	0.428	0.428	0.396	0.065	0.197	0.285
3	0.284	0.429	0.428	0.393	0.065	0.201	0.284
4	0.283	0.428	0.427	0.384	0.064	0.186	0.283
5	0.000	0.428	0.426	0.386	0.065	0.162	0.000
6	0.000	0.427	0.425	0.393	0.064	0.158	0.000
7	0.000	0.426	0.428	0.402	0.064	0.152	0.000
8	0.000	0.424	0.427	0.414	0.064	0.151	0.000
9	0.000	0.431	0.428	0.407	0.063	0.152	0.000
10	0.000	0.431	0.428	0.428	0.063	0.159	0.000
11	0.000	0.431	0.430	0.392	0.063	0.146	0.000
12	0.000	0.430	0.428	0.390	0.063	0.114	0.000
13	0.000	0.429	0.427	0.392	0.063	0.107	0.000
Día	Shipilco	Cantange 1	Cantange 2	Cantange 3	Catilluc 1	Chicche 1	Huayunga
14	0.000	0.429	0.428	0.400	0.063	0.105	0.000
15	0.000	0.429	0.427	0.397	0.063	0.102	0.000
16	0.000	0.428	0.427	0.400	0.063	0.131	0.000
17	0.000	0.429	0.428	0.388	0.062	0.152	0.000
18	0.000	0.428	0.427	0.404	0.062	0.149	0.000
19	0.000	0.428	0.426	0.381	0.063	0.136	0.000
20	0.000	0.428	0.427	0.433	0.063	0.116	0.000
21	0.000	0.428	0.428	0.430	0.060	0.136	0.000
22	0.000	0.420	0.425	0.431	0.060	0.121	0.000
23	0.000	0.420	0.424	0.421	0.088	0.106	0.000
24	0.000	0.426	0.431	0.414	0.064	0.111	0.000
25	0.000	0.428	0.443	0.405	0.064	0.111	0.000
26	0.252	0.429	0.433	0.373	0.063	0.111	0.252
27	0.250	0.429	0.433	0.383	0.064	0.112	0.250
28	0.250	0.427	0.432	0.385	0.065	0.112	0.250
29	0.251	0.427	0.431	0.369	0.064	0.106	0.251
30	0.250	0.426	0.431	0.399	0.065	0.107	0.250
31	0.28	0.21	0.19	0.29	0.06	0.24	0.01
MAX	<b>0.285</b>	<b>0.431</b>	<b>0.443</b>	<b>0.433</b>	<b>0.088</b>	<b>0.230</b>	<b>0.285</b>
SEIN	<b>0.18</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.06</b>	<b>0.00</b>	<b>0.18</b>

## Inyecciones de generación – diciembre 2022 (MW) – SISTEMA CAJAMARCA

Día	Shipilco	Cantange 1	Cantange 2	Cantange 3	Catilluc 1	Chicche 1	Huayunga
1	0.25	0.43	0.43	0.40	0.07	0.09	0.00
2	0.22	0.42	0.42	0.38	0.06	0.09	0.00
3	0.18	0.40	0.40	0.37	0.06	0.08	0.00
4	0.19	0.39	0.39	0.36	0.06	0.00	0.00
5	0.18	0.36	0.36	0.35	0.06	0.00	0.00
6	0.19	0.00	0.00	0.00	0.06	0.00	0.00
7	0.19	0.00	0.00	0.00	0.06	0.00	0.00
8	0.19	0.00	0.00	0.00	0.06	0.00	0.00
9	0.19	0.00	0.00	0.00	0.06	0.00	0.00
10	0.20	0.00	0.00	0.00	0.06	0.00	0.00
11	0.25	0.00	0.00	0.00	0.06	0.00	0.00
12	0.27	0.00	0.00	0.00	0.06	0.00	0.00
13	0.29	0.00	0.00	0.00	0.07	0.00	0.00
14	0.29	0.21	0.19	0.43	0.06	0.00	0.00
15	0.28	0.22	0.19	0.43	0.06	0.13	0.00
16	0.29	0.21	0.19	0.42	0.06	0.14	0.00
17	0.29	0.21	0.19	0.41	0.06	0.24	0.26

Día	Shipilco	Cantange 1	Cantange 2	Cantange 3	Catilluc 1	Chicche 1	Huayunga
18	0.28	0.21	0.19	0.44	0.06	0.24	0.27
19	0.29	0.22	0.19	0.42	0.06	0.24	0.28
20	0.29	0.22	0.20	0.41	0.06	0.24	0.26
21	0.29	0.22	0.20	0.41	0.06	0.24	0.27
22	0.29	0.22	0.20	0.43	0.06	0.22	0.27
23	0.29	0.22	0.20	0.40	0.06	0.00	0.27
24	0.29	0.22	0.20	0.42	0.06	0.22	0.27
25	0.28	0.22	0.20	0.41	0.06	0.22	0.24
26	0.28	0.22	0.20	0.41	0.06	0.22	0.21
27	0.28	0.22	0.20	0.41	0.06	0.22	0.27
28	0.28	0.22	0.19	0.42	0.06	0.24	0.27
29	0.28	0.22	0.19	0.42	0.06	0.25	0.27
30	0.29	0.21	0.19	0.41	0.06	0.25	0.27
31	0.28	0.21	0.19	0.29	0.06	0.24	0.01
<b>MAX</b>	<b>0.29</b>	<b>0.43</b>	<b>0.43</b>	<b>0.44</b>	<b>0.07</b>	<b>0.25</b>	<b>0.28</b>
<b>SEIN</b>	<b>0.18</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.06</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>

## Inyecciones de generación – noviembre 2022 (MW) SISTEMA HUARAZ

Día	Pomabamba 3	Pomabamba 2	María Jiray 2	María Jiray 1
1	0.407	0.501	1.305	1.111
2	0.415	0.503	1.303	1.006
3	0.407	0.491	1.302	1.039
4	0.406	0.485	1.486	1.022
5	0.409	0.486	0.000	0.000
6	0.407	0.484	0.000	0.000
7	0.406	0.484	0.000	0.000
8	0.408	0.485	0.852	0.000
9	0.405	0.494	0.000	1.003
10	0.308	0.487	1.489	1.263
11	0.308	0.494	1.489	0.000
12	0.316	0.492	1.489	0.000
13	0.315	0.507	1.489	0.000
14	0.308	0.507	1.490	0.000
15	0.308	0.507	1.487	0.000
16	0.307	0.506	1.210	1.022
17	0.309	0.506	1.209	1.023
18	0.314	0.513	1.205	1.021
19	0.472	0.513	1.304	1.005
20	0.311	0.501	1.300	1.014

Día	Pomabamba 3	Pomabamba 2	María Jiray 2	María Jiray 1
21	0.311	0.500	1.202	1.011
22	0.317	0.503	1.203	1.010
23	0.317	0.506	1.420	1.353
24	0.366	0.506	1.154	1.010
25	0.324	0.505	1.301	1.000
26	0.337	0.507	1.687	1.011
27	0.383	0.507	1.310	1.039
28	0.340	0.476	1.313	1.018
29	0.316	0.481	1.314	1.241
30	0.330	0.477	1.767	1.049
<b>MAX</b>	<b>0.472</b>	<b>0.513</b>	<b>1.767</b>	<b>1.353</b>
<b>SEIN</b>	<b>0.313</b>	<b>0.414</b>	<b>1.304</b>	<b>1.002</b>

## Inyecciones de generación – diciembre 2022 (MW)

Día	Pomabamba 3	Pomabamba 2	María Jiray 2	María Jiray 1
1	0.308	0.422	1.311	1.036
2	0.308	0.427	1.311	1.060
3	0.311	0.423	1.309	1.027
4	0.314	0.418	1.311	1.004
5	0.313	0.417	1.315	1.005
6	0.336	0.420	1.314	1.005
7	0.315	0.419	1.313	1.007
8	0.374	0.420	1.312	1.006
9	0.375	0.418	1.309	1.007
10	0.352	0.422	1.312	1.000
11	0.320	0.428	1.312	1.017
12	0.314	0.426	1.311	1.018
13	0.327	0.427	1.310	1.874
14	0.330	0.427	1.313	1.027
15	0.421	0.428	1.314	1.018
16	0.329	0.426	1.313	1.046
17	0.320	0.430	1.315	1.005
18	0.341	0.425	1.315	1.006
19	0.341	0.428	1.313	1.007
20	0.319	0.428	1.313	1.279
21	0.354	0.424	0.000	1.115
22	0.354	0.422	1.307	1.016
23	0.329	0.424	1.304	1.022
24	0.326	0.425	1.313	1.022
25	0.382	0.421	1.317	1.003
26	0.320	0.422	1.317	1.008
Día	Pomabamba 3	Pomabamba 2	María Jiray 2	María Jiray 1
27	0.357	0.427	1.316	1.008
28	0.378	0.421	1.959	1.028
29	0.372	0.422	1.309	1.006
30	0.374	0.417	1.309	1.006
31	0.382	0.412	1.300	1.004
MAX	<b>0.42</b>	<b>0.43</b>	<b>1.96</b>	<b>1.87</b>
SEIN	<b>0.313</b>	<b>0.414</b>	<b>1.304</b>	<b>1.002</b>

Fuente: Mediciones Centrales propias HIDRANDINA<sup>1</sup>

Por lo mencionado, HIDRANDINA señala que los valores considerados por Osinerghmin no son representativos y difieren significativamente de las máximas inyecciones de potencia registradas durante el 2022.

Adicionalmente menciona que, para el cálculo de la inyección de energía para el Área de Demanda 3 se ha estimado un factor de carga de 0,61 (ver formato F-505). Sin embargo, considerando dicho factor y las inyecciones de potencia asumidas por Osinerghmin, las inyecciones de energía resultantes serían significativamente menores a las realmente registradas, lo que afecta la representatividad del cálculo.

Inyecciones en AT y MAT:

HIDRANDINA añade que, en el caso de las centrales hidroeléctricas Gallito Ciego (además se ha disminuido su potencia el año 2029), Pariac, Santa cruz I, Santa cruz II, Pias Potrero y Manta, el cálculo de las inyecciones de generación debe considerar la potencia efectiva declarada por el COES para la operación del sistema eléctrico.

Solicita:

Se solicita corregir las inyecciones de generación en la hoja "Pot\_Coinc\_SEIN" del archivo "F\_500\_FactPerd\_AD03.xls", tomando como referencia:

1. Los valores máximos registrados en 2022, según las mediciones oficiales.
2. La potencia efectiva declarada en el COES para la operación del sistema eléctrico.

Estas correcciones garantizarán que el cálculo de los factores de pérdidas medias refleje con mayor precisión la realidad operativa del sistema.

### **Análisis de Osinergmin**

Con relación a lo afirmado por HIDRANDINA, respecto que las inyecciones de generación consideradas en el cálculo de los FPMd no son representativas, dicha concesionaria basa esta afirmación en que los valores empleados difieren significativamente de las máximas inyecciones de potencia de la central durante el año 2022, la cual se puede producir en cualquier momento del año; sin embargo, para ello no sustenta el empleo de estas máximas inyecciones de potencia como valores a ser considerados para las inyecciones de potencia durante un régimen de producción que se mantiene durante el año, indicando que en su comentario presenta las inyecciones máximas de potencia registradas entre enero y diciembre de 2022, a pesar que solo incluyen cuadros de los meses de noviembre y diciembre 2022.

Considerando lo anteriormente expuesto, con relación a los valores de inyecciones utilizados para el cálculo de los FPMd correspondientes a las centrales no despachadas por el COES que presenta HIDRANDINA, se tomó los valores de inyecciones presentados por la misma concesionaria en su PROPUESTA FINAL para el Área de Demanda 3 (archivo F\_500\_FactPerd\_AD03\_B - RR - Respt - Il.xlsm) para aquellas centrales no despachadas por el COES; dichos valores concuerdan con los registros de medición de inyección de potencia en máxima demanda de la respectiva central presentados por HIDRANDINA en su PROPUESTA FINAL.

Por otro lado, como puede apreciarse en los cuadros que presenta HIDRANDINA a modo comparativo, considerar la máxima inyección de la central ocurrida durante el año no resultaría representativo, ya que como se observa, se registran variaciones en su inyección de potencia que incluyen periodos en los cuales no operaron, por lo que su régimen de producción es irregular, motivo por el cual se empleó la propuesta de HIDRANDINA que fue respalda con sus propias mediciones.

En ese sentido, debido a que los valores de inyecciones consideradas para las centrales no despachadas por el COES presentadas por HIDRANDINA en su comentario, corresponden a la propuesta realizada por la misma como parte del proceso regulatorio, los cuales fueron sustentados con mediciones presentadas por dicha concesionaria, estas se mantienen, siendo que en esta oportunidad HIDRANDINA no ha sustentado la utilización de los valores de las máximas inyecciones ocurridas durante el año como valores representativos de la operación de estas centrales.

Respecto al comentario de HIDRANDINA sobre el factor de carga, se precisa que, desde procesos regulatorios anteriores, la representación de la energía de las inyecciones se ha realizado considerando el factor de carga determinado según lo establecido en el numeral 21.3 de la NORMA TARIFAS. Asimismo, es importante aclarar que no se ha estimado un factor de carga de 0,61 como señala HIDRANDINA. El factor de carga es calculado a nivel de sistema eléctrico, por lo que los valores obtenidos pueden variar entre sistemas.

Con relación a considerar como inyecciones los valores de potencia efectiva de las centrales que despacha el COES, es de precisar que ello no es representativo de su operación usual en máxima demanda, dado que la operación de estas centrales están sujetas al despacho centralizado por el COES, ya que las potencias efectivas, para el caso de las centrales hidroeléctricas, son el resultado de los Ensayos de Potencia Efectiva cuando operan durante cinco horas a Condiciones de Potencia Efectiva en cumplimiento del PR-18. En ese sentido, para considerar la utilización de las potencias efectivas como valores de inyecciones, se debe sustentar que en los registros de operación en máxima demanda las inyecciones de dichas

centrales bordean o superan sus potencias efectivas, lo cual no se ha sustentado en el presente caso.

Cabe mencionar que en caso particular de la inyección de la C.H. Gallito Ciego para el año 2029, se ha actualizado uniformizando el valor de inyección de potencia de 28,33696 MW para el periodo 2025-2029.

**Conclusión**

Por las razones explicadas en el análisis anterior, se acoge parcialmente esta opinión en el caso de los valores de la C.H. Gallito Ciego.

**3. CORRECCIÓN DE ERROR MATERIAL EN EL TRASLADO DE LAS PÉRDIDAS DE CARGA (KW) DEL MODELO DIGSILENT A LAS HOJAS DE CÁLCULO DE FACTORES DE PÉRDIDAS**

HIDRANDINA señala que, se ha identificado un error material en el traslado de los resultados de las simulaciones del modelo DigSilent hacia las hojas de cálculo utilizadas para la determinación de los Factores de Pérdidas Medias.

Que, durante la revisión de los archivos proporcionados y la comparación con los reportes del modelo DigSilent, se ha constatado que existen inconsistencias entre los valores de pérdidas registrados en el modelo de simulación y los valores consignados en las hojas de cálculo finales, lo cual impacta directamente en el cálculo de los factores de pérdidas.

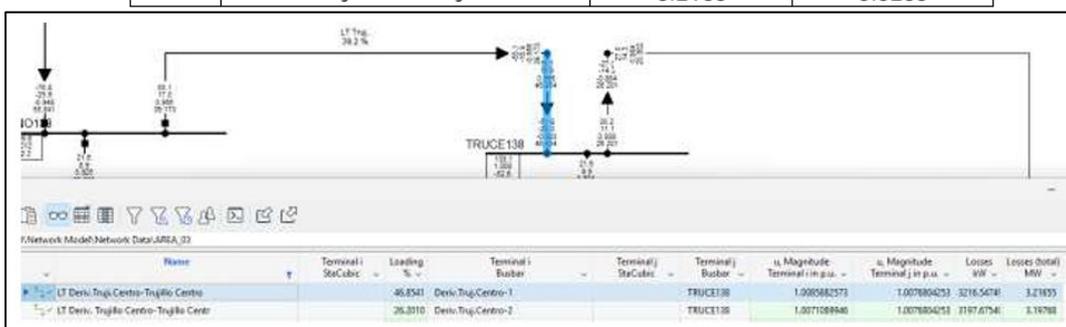
Además, menciona que, este tipo de error tiene efectos importantes, ya que las pérdidas de carga constituyen un insumo clave para determinar correctamente los factores aplicables a cada sistema y, en consecuencia, afectan la correcta asignación de los costos asociados al uso de las redes de transmisión.

Solicita:

Verificar la correcta transferencia de los resultados del modelo DigSilent, asegurando que las pérdidas de carga (kW) coincidan plenamente con los valores consignados en las hojas de cálculo empleadas para la determinación de los factores de pérdidas.

Además, adjunta cuadro comparativo con las diferencias observadas entre los resultados del modelo DigSilent y los valores registrados en las hojas de cálculo:

Año	Nombre	Terminal i in MW BD Digsilent	Terminal i in MW F_500
2025	LT Deriv. Trujillo Centro-Trujillo Centr	3.1977	0.0063
2025	LT Deriv. Truji.Centro-Trujillo Centro	3.2166	0.0205



### **Análisis de Osinerghmin**

Respecto a lo indicado por HIDRANDINA, cabe señalar que para la determinación de FPMd, en las Líneas de Transmisión se ha considerado los valores de pérdidas de potencia "Losses (load) MW" obtenidos del archivo de Flujo de Potencia "BD PI 25-29 SEIN-GRT - AD03.pfd". Esto se debe a que, en la mayoría de los casos los valores de las pérdidas de potencia "Losses (no load) MW" para las Líneas de Transmisión eran cercanos a cero. Sin embargo, a raíz de la presente opinión, se ha identificado la existencia de valores de pérdidas "Losses (no load) MW" para los tramos "LT Deriv.Truji.Centro-Trujillo Centro" y "LT Deriv. Trujillo Centro-Trujillo Centr", por lo que, se procede a actualizar el archivo de determinación de FPMd "F\_500\_FactPerd\_AD03.xls", incorporando las pérdidas totales - "Losses (total) MW" extraídas del archivo de Flujo de Potencia "BD PI 25-29 SEIN-GRT - AD03.pfd", tal como está señalado en los numerales 19 y 20 de la NORMA TARIFAS.

Sin perjuicio de lo anterior, como resultado de la revisión de la presente opinión, se identifica una omisión en el modelamiento empleado para el presente proceso de determinación de Factores de Pérdidas Medias, toda vez que, se consideró líneas de característica subterránea para los tramos mencionados por HIDRANDINA ("LT Deriv.Truji.Centro-Trujillo Centro" y "LT Deriv. Trujillo Centro-Trujillo Centr"), cuando dicha característica subterránea no ha sido aprobada en ningún Plan de Inversiones. En ese sentido, para efectos del proyecto nueva SET MAT/MT Trujillo Centro e instalaciones asociadas, corresponde emplear la configuración aprobada en el Plan de Inversiones 2013-2017, proceso en el cual se aprobó la implementación de dicha subestación, y efectuar la actualización correspondiente tanto en el archivo de Flujo de Potencia como en el archivo de determinación de FPMd "F\_500\_FactPerd\_AD03.xls".

### **Conclusión**

Por las razones explicadas en el análisis anterior, se acoge parcialmente esta opinión, dado que, si bien se procede a considerar las pérdidas totales - "Losses (total) MW", se corrige previamente las características de los tramos en análisis.

#### **4. AFECTACIÓN A LOS INGRESOS DEL SST POR DECLARATORIA DE "BAJA TOTAL DE SUBESTACIONES" SIN SUSTENTO TÉCNICO NI LEGAL**

HIDRANDINA señala que, Osinerghmin ha procedido a descontar ingresos del Sistema Secundario de Transmisión (SST) bajo el concepto de "Baja total de la subestación", específicamente en lo que respecta a las Subestaciones Moche y Guadalupe 02.

Y que dicha decisión carece de sustento técnico y legal, por cuanto:

No se ha realizado una supervisión en campo que verifique el retiro total de las instalaciones físicas.

- No existe un acta formal de retiro que avale la desinstalación de todos los componentes, incluyendo infraestructura civil, equipos eléctricos y terrenos.
- La "baja total" ha sido asumida unilateralmente por Osinerghmin, sin procedimiento técnico de verificación ni participación del titular, lo que contraviene los principios de transparencia y legalidad del proceso regulatorio.
- Esta actuación afecta de manera directa e ilegal los ingresos que corresponden a nuestra representada por concepto de SST, al eliminar activos que continúan formando parte del sistema eléctrico y cuya inversión y operación siguen siendo responsabilidad del titular.

Solicita:

1. Revertir la declaratoria de baja total de las Subestaciones Moche y Guadalupe 02, en tanto no se cuente con evidencia técnica que justifique dicha decisión. Pág. 11 Opiniones y Sugerencias al Proyecto de Resolución N° 025-2025-OS/CD.
2. Restituir los ingresos descontados de forma indebida en la presente liquidación tarifaria, y reconocer la existencia física y funcional de las instalaciones mientras no se acredite su retiro conforme al marco normativo vigente.
3. Que cualquier decisión futura en este sentido se sustente en una verificación técnica de campo, con actas firmadas y participación del titular, tal como lo exige la regulación aplicable.

La solicitud tiene por objeto restablecer la legalidad del proceso y evitar un perjuicio económico indebido al titular de las instalaciones, garantizando el reconocimiento justo por la infraestructura efectivamente puesta al servicio del sistema.

### **Análisis de Osinergmin**

Al respecto, según lo indicado en el numeral 5.5.3 del Informe N° 097-2025-GRT, la SET Moche fue reemplazada por la SET Huaca del Sol, y la SET Guadalupe 02, por la SET Chepén, conforme a la planificación del Plan de Inversiones.

Asimismo, las instalaciones de la SET Moche fueron dadas de baja en diciembre de 2015, y las de la SET Guadalupe 02, en enero de 2016, con excepción del transformador, el cual se mantiene como reserva del sistema eléctrico según el Plan de Inversiones 2017-2021. Por lo tanto, dado que la SET Moche y la SET Guadalupe 02 no cuentan con instalaciones SST ni SCT, no corresponde que sigan recibiendo remuneración por activos que ya no forman parte del sistema de transmisión.

En efecto, de acuerdo con el principio de eficiencia previsto en los artículos 8 y 42 de la LCE, las tarifas eléctricas no pueden remunerar elementos (incluidos terrenos) que no se encuentran prestando un servicio a los usuarios, toda vez que se parte del supuesto de que solo se remuneran instalaciones en operación o que se encuentran en calidad de reserva. Por tanto, si bien hay elementos que no necesariamente se consignan en las actas de baja, se entiende que estos siguen las mismas condiciones que los equipos de las subestaciones, por lo que, al darse de baja las instalaciones de la subestación, se entiende que la baja es para todos los componentes, a menos que en el acta se indique lo contrario. Una interpretación distinta conllevaría a que exista un doble pago, pues, por ejemplo, se estaría remunerando los terrenos de la subestación que está operativa y de la que ya no está, lo cual vulneraría el principio de eficiencia.

Por último, en el proceso de Liquidación Anual de los SST y SCT del presente año, el cual se desarrolla en paralelo al proceso de Fijación de Peajes 2025-2029, aún no se ha aplicado ningún descuento, ya que la fijación de peajes entrará en vigor recién en mayo de 2025. En consecuencia, no procede la restitución de ingresos, dado que dichos descuentos se efectuarán a partir de mayo 2025.

### **Conclusión**

Por las razones explicadas en el análisis anterior, no se acoge esta opinión.

## A.II. Electronoroeste S.A. (ELECTRONOROESTE)

### 1. AFECTACIÓN A LOS INGRESOS DEL SST POR DECLARATORIA DE "BAJA TOTAL DE SUBESTACIONES" SIN SUSTENTO TÉCNICO NI LEGAL

ELECTRONOROESTE señala que, Osinergmin ha procedido a descontar ingresos del Sistema Secundario de Transmisión (SST) bajo el concepto de "Baja total de la subestación", específicamente en lo que respecta a la Subestación Cabeza de Vaca.

Que, dicha decisión carece de sustento técnico y legal, por cuanto:

No se ha realizado una supervisión en campo que verifique el retiro total de las instalaciones físicas.

- No existe un acta formal de retiro que avale la desinstalación de todos los componentes, incluyendo infraestructura civil, equipos eléctricos y terrenos.
- La "baja total" ha sido asumida unilateralmente por Osinergmin, sin procedimiento técnico de verificación ni participación del titular, lo que contraviene los principios de transparencia y legalidad del proceso regulatorio.
- Esta actuación afecta de manera directa e ilegal los ingresos que corresponden a nuestra representada por concepto de SST, al eliminar activos que continúan formando parte del sistema eléctrico y cuya inversión y operación siguen siendo responsabilidad del titular.
- Durante el proceso de valorización de la Nueva Subestación Corrales, Osinergmin ha procedido a no reconocer determinados costos incrementales, bajo el sustento de que parte del equipamiento específicamente, los sistemas de centro de control y telecomunicaciones – fueron trasladados desde la ex SET Cabeza de Vaca, de acuerdo con lo indicado en el Informe N° 0037-2009-GART.

Por tanto, solicita:

1. Revertir la declaratoria de baja total de la Subestación Cabeza de Vaca, en tanto no se cuente con evidencia técnica que justifique dicha decisión.
2. Restituir los ingresos descontados de forma indebida en la presente liquidación tarifaria, y reconocer la existencia física y funcional de las instalaciones mientras no se acredite su retiro conforme al marco normativo vigente.
3. Que cualquier decisión futura en este sentido se sustente en una verificación técnica de campo, con actas firmadas y participación del titular, tal como lo exige la regulación aplicable.

ELECTRONOROESTE menciona que, esta solicitud tiene por objeto restablecer la legalidad del proceso y evitar un perjuicio económico indebido al titular de las instalaciones, garantizando el reconocimiento justo por la infraestructura efectivamente puesta al servicio del sistema.

#### **Análisis de Osinergmin**

Al respecto, según lo indicado en el numeral 5.5.3 del Informe N° 097-2025-GRT, la SET Cabeza de Vaca fue reemplazada por la SET Loma de Viento.

Asimismo, las instalaciones de la SET Cabeza de Vaca fueron dadas de baja en agosto de 2007. Por lo tanto, esta subestación ya no cuenta con instalaciones SST ni SCT, en consecuencia, no corresponde que siga recibiendo remuneración por activos que ya no forman parte de sus instalaciones de transmisión.

Por otro lado, ENOSA argumenta que a la SET Corrales (SET Loma de Viento) no se le pagaron ciertos equipamientos, como el centro de control y telecomunicaciones incremental. Sin embargo, al revisar los archivos de cálculo, se verifica que estos elementos sí fueron reconocidos en la nueva subestación, como se evidencia en los archivos de calculo que acompañan la Resolución N° 184-2009-OS/CD.

SET AT/MT LOMA DE VIENTO						
Elementos(1)						
Celda de Transformador-tr2 cst_Loma de Viento	10	CE-010CORICIESBTR	18,744	10,391	0	0
Celda de Línea - Transformador-tr2 cst_Loma de Viento	33	CE-033CORICIESBLT	45,785	22,142	0	0
Celda de Alimentadores	10	CE-010CORICIESBAL	17,408	14,324	0	0
Celda de Alimentadores	10	CE-010CORICIESBAL	17,408	14,324	0	0
Celda de Alimentadores	10	CE-010CORICIESBAL	17,408	14,324	0	0
Transformador de Potencia-tr2 cst_Loma de Viento	33/10	TP-033010-004COIE	5,000	99,757	0	10,446
			0	0	0	0
Servicios Auxiliares(2)		SA-010-050COR1	15,773	20,464	0	0
Celda de Acoplamiento(2)			0	0	0	0
<b>Costos Comunes (total) (2)</b>			<b>0</b>	<b>111,793</b>	<b>0</b>	<b>3,864</b>
Obras Civiles Generales		OC-COCIE033SB-02	0	66,153	0	0
Edificio de Control		ED-COCIE033TMTER	0	30,295	0	0
Red de Tierra Profunda		RT-COCIE033SB-02-I2	0	6,917	0	3,864
Instalaciones Eléctricas al Exterior		IE-COCIE033SB-02	0	8,429	0	0
<b>Sub total costos directos</b>			<b>137,527</b>	<b>307,519</b>	<b>0</b>	<b>14,310</b>
<b>Costos Indirectos (total) (2)</b>				<b>55,924</b>		
Costo del Terreno	2 US\$/m2	1,050 m2		2,100		
Supervisión	7.50%			34,452		
Gastos Administrativos del titular	142%			6,510		
Gastos Financieros	2.80%	033CIEU		12,862		
<b>TOTAL SUBESTACIÓN</b>			<b>0</b>	<b>137,527</b>	<b>363,443</b>	<b>0</b>

Nombre Elemento	Instalación (2)	Código de Estándar Módulo	Características del Elemento			
			Alicuota del Costo Incremental de Centro de Control (US\$)		Alicuota del Costo Incremental de Telecomunicaciones (US\$)	
			MN	ME	MN	ME
Celda de Transformador-tr2 cst_Loma de Viento	SET AT/MT LOMA DE VIENTO	CE-010CORICIESBTR	895	6,821	4,031	2,187
Celda de Línea - Transformador-tr2 cst_Loma de Viento	SET AT/MT LOMA DE VIENTO	CE-033CORICIESBLT	2,053	15,902	9,397	5,100
Celda de Alimentadores	SET AT/MT LOMA DE VIENTO	CE-010CORICIESBAL	964	7,429	4,390	2,382
Celda de Alimentadores	SET AT/MT LOMA DE VIENTO	CE-010CORICIESBAL	964	7,429	4,390	2,382
Celda de Alimentadores	SET AT/MT LOMA DE VIENTO	CE-010CORICIESBAL	964	7,429	4,390	2,382
Transformador de Potencia-tr2 cst_Loma de Viento	SET AT/MT LOMA DE VIENTO	TP-033010-004COIE	3,498	26,970	15,937	8,643

En efecto, de acuerdo con el principio de eficiencia previsto en los artículos 8 y 42 de la LCE, las tarifas eléctricas no pueden remunerar elementos (incluidos terrenos) que no se encuentran prestando un servicio a los usuarios, toda vez que se parte del supuesto de que solo se remuneraran instalaciones en operación o que se encuentran en calidad de reserva. Una interpretación distinta conllevaría a que exista un doble pago, pues, por ejemplo, se estaría remunerando los terrenos de la subestación que está operativa y de la que ya no está, lo cual vulneraría el principio de eficiencia.

**Conclusión**

Por las razones explicadas en el análisis anterior, no se acoge esta opinión.

**2. RECONOCIMIENTO DE LOS COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DEL PROYECTO “LÍNEA DE TRANSMISIÓN 60 KV S.E. POECHOS – S.E. LAS LOMAS – S.E. QUIROZ Y SUBESTACIONES ASOCIADAS”**

ELECTRONOROESTE señala que, se reconozca los costos de operación y mantenimiento de los elementos que forman parte del proyecto “Línea de Transmisión 60 kV S.E. Poechos – S.E. Las Lomas – S.E. Quiroz y Subestaciones Asociadas”, ejecutado por Electronoroeste S.A. y concesionado de manera definitiva mediante Resolución Ministerial N° 065-2022-MINEM/DM.

Que, este proyecto no ha sido incluido en el Plan de Inversiones, sin embargo, diversos elementos de la obra se encuentran en operación y prestando servicio efectivo, lo cual habilita su reconocimiento en el marco de la normativa vigente.

Que, conforme a lo dispuesto en el Artículo 7 de la Resolución N° 091-2021-OS/CD y sus modificatorias, se ha cumplido con remitir la documentación técnica y legal correspondiente, con el objetivo de solicitar la suscripción del Acta de Verificación de Alta (AVA) por parte de Osinerghmin, requisito previo a la valorización y reconocimiento de los activos dentro del sistema de transmisión regulado.

En consecuencia, solicita formalmente a Osinerghmin:

- ✓ La suscripción del Acta de Verificación de Alta correspondiente a los elementos del proyecto ya en servicio.
- ✓ El reconocimiento de los costos de operación y mantenimiento asociados, de acuerdo con lo establecido en la normativa vigente y en los módulos estándar de transmisión aplicables.
- ✓ La incorporación de estos elementos al sistema regulado para efectos de cálculo de peajes y compensaciones del presente período tarifario.

Añade que, esta solicitud se formula en estricto cumplimiento de los procedimientos regulatorios, con el objetivo de garantizar la adecuada valorización y remuneración por los servicios de transmisión efectivamente prestados por ELECTRONOROESTE.

#### **Análisis de Osinerghmin**

Al respecto, en la presente etapa del proceso, se recibieron cinco AVA relacionadas con el proyecto Poechos – Lomas – Quiroz, las cuales fueron consideradas como parte de las instalaciones del SCT.

Asimismo, se están reconociendo los costos de operación y mantenimiento, conforme a lo indicado en el numeral 2.12 del presente informe.

#### **Conclusión**

Por las razones explicadas en el análisis anterior, se acoge esta opinión.

## A.12. Orygen Perú S.A.A. (ORYGEN)

### 1. METODOLOGÍA PARA LA FIJACIÓN DE PEAJES Y COMPENSACIONES BASADA EN EL CRITERIO DE BENEFICIO ECONÓMICO

ORYGEN manifiesta su observación respecto a la metodología utilizada en el Proyecto de Resolución para la fijación de peajes y compensaciones, basada en el criterio de Beneficio Económico. ORYGEN refiere que, en diversas oportunidades se ha evidenciado que dicha metodología presenta un alto grado de variabilidad; es decir, pequeños cambios en el modelo de despacho pueden afectar considerablemente los cálculos realizados.

Ello se debe a que, al ser un modelo de despacho con horizonte de cuatro (4) años, incorpora un gran número de variables y escenarios hidrológicos cuyos resultados se promedian. Como consecuencia, pueden generarse múltiples soluciones similares entre sí, pero con diferencias sustanciales al momento de aplicar el criterio de Beneficio Económico. Este efecto es especialmente relevante en el caso de centrales con alta potencia instalada, donde incluso variaciones mínimas en los costos marginales inciden significativamente en los ingresos futuros de dichas centrales y, en consecuencia, en la asignación de pagos.

Por lo expuesto, ORYGEN considera necesario realizar un análisis más profundo de la metodología empleada y evaluar los ajustes necesarios para fortalecer su solidez y garantizar mayor consistencia.

#### **Análisis de Osinerghmin**

No corresponde que Osinerghmin se pronuncie sobre lo solicitado, ya que dicho análisis debe ser efectuado en el marco de un proceso de modificación de la Norma Asignación, dentro del cual cualquier interesado puede presentar sus opiniones y sugerencias al proyecto normativo que se publique.

#### **Conclusión**

Por las razones explicadas en el análisis anterior, no se acoge esta opinión.

### 2. MODELAMIENTO ELÉCTRICO DEL PROYECTO C.E. MÓRROPE

ORYGEN refiere que, el modelo PERSEO 2.0 considera que el punto de conexión del proyecto C.E. Mórrope se encuentra en la S.E. La Niña 220 kV. No obstante, el Estudio de Pre-operatividad (EPO) remitido al COES y aprobado mediante la carta COES-D/DP-392-2023, señala que dicha central estará conectada a una nueva subestación, denominada S.E. Lambayeque Oeste 220 kV, la cual seccionará las líneas L-2239 (Chiclayo – La Niña) y L-2238 (Chiclayo – Felam).

En consecuencia, el modelo no está reflejando correctamente el punto de conexión proyectado de la C.E. Mórrope, lo que impacta en la precisión del cálculo y en la determinación del monto correspondiente bajo el criterio de "Beneficio Económico", al ubicar la central en un nodo incorrecto.

En el siguiente diagrama unifilar, se muestra la correcta configuración para el proyecto C.E. Mórrope, donde su punto de conexión está en la SE Lambayeque Oeste 220 kV:

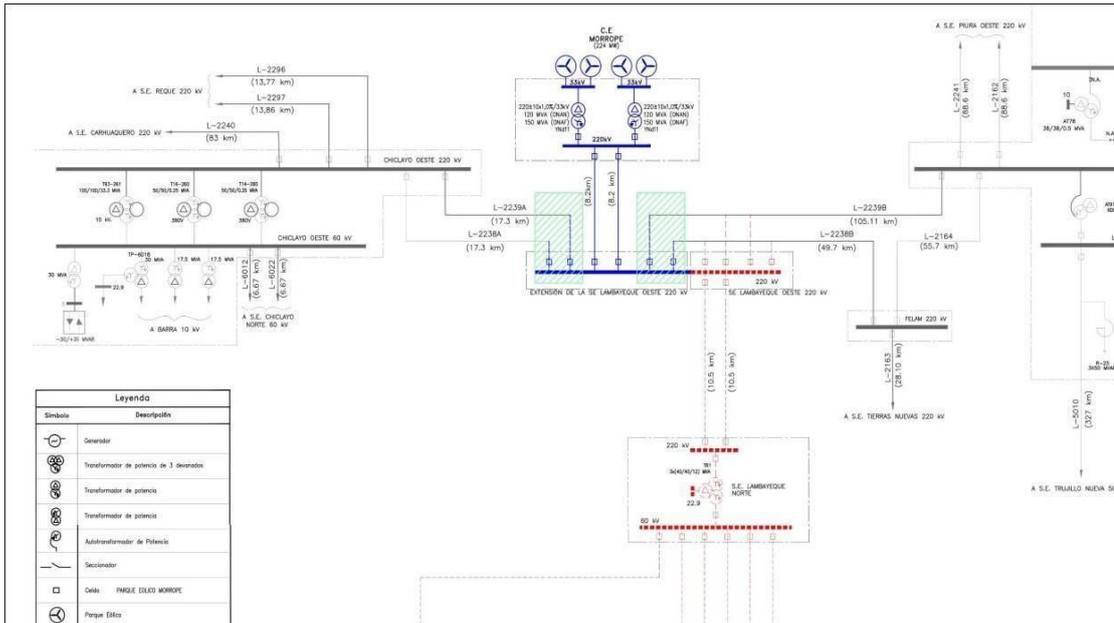


Diagrama unifilar aprobado por el COES en el EPO

Asimismo, ORYGEN adjunta como anexos los archivos "SINAC.BAR", "SINAC.LIN" y "SINAC.DAT", los cuales contienen el modelamiento correcto tanto para el caso base como para la sensibilidad del enlace Piura-Chiclayo Oeste 220 kV. En ese sentido, ORYGEN solicita corregir el modelamiento de la C.E. Mórrope en la futura resolución a aprobarse.

### Análisis de Osinergmin

De acuerdo con su Estudio de Pre-operatividad (EPO), se ha verificado que la conexión de la Central Eólica Mórrope se realizará a través de la S.E. Lambayeque Oeste 220 kV. En atención a esta información, se ha procedido a actualizar el modelamiento de la C.E. Mórrope a fin de reflejar adecuadamente su punto de conexión.

### Conclusión

Por las razones explicadas en el análisis anterior, se acoge esta opinión.

### 3. OMISIÓN EN LA APLICACIÓN DEL ARTÍCULO 11º DEL PROYECTO DE RESOLUCIÓN Y SU IMPACTO EN LA DETERMINACIÓN DE PEAJES Y COMPENSACIONES

ORYGEN menciona que, el artículo 11º del proyecto de resolución, establece expresamente que los montos asignados a las centrales de generación que no ingresen en operación comercial deberán repartirse proporcionalmente entre el resto de las centrales hasta el mes previo que ingrese en operación comercial. Se trata de una regla razonable y acorde con lo dispuesto por el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas: si la central no se encuentra en operación comercial (es decir, no se beneficia de la utilización de la línea), entonces no corresponde que se le asigne un pago por el uso de redes de transmisión:

*"Artículo 11.- Fijar para el período del 01 de mayo de 2025 al 30 de abril de 2025, la asignación de responsabilidad de pago, las compensaciones y los coeficientes de la fórmula de actualización, así como la distribución de la compensación mensual; de los Sistemas Secundarios de Transmisión, asignados total o parcialmente a la generación, cuyos valores se consignan en los cuadros del Anexo 11 de la presente resolución. En cuanto a la distribución de la compensación mensual contenida en el Cuadro 11.4 del Anexo 11; los montos asignados a centrales de generación que no*

**ingresen en operación comercial, serán repartidos proporcionalmente a la compensación asignada entre el resto de centrales de generación hasta el mes previo que ingrese en operación comercial”.**

*(negrita y subrayado por ORYGEN)*

No obstante, dicha regla no ha sido aplicada en el Proyecto de Resolución. Así, ORYGEN indica que los proyectos C.E. Mórrope y Wayra Solar, pese a no encontrarse en operación comercial hasta dentro de unos años, han sido incorporados dentro de la lista de centrales que deben efectuar compensaciones, lo cual es contrario al texto expreso del artículo 11° antes mencionado.

Asimismo, ORYGEN menciona que, desnaturalizar la regla del artículo 11° genera una contingencia entre los agentes, pues existen empresas que vienen desarrollando proyectos pero aún no son integrante del COES, surgiendo interrogantes respecto a las recaudaciones y transferencias que se deben efectuar en el mercado.

Además, la omisión en la aplicación de esta disposición genera una distorsión en los cálculos y afecta los resultados de la metodología del Beneficio Económico. Por dicha razón, ORYGEN solicita que la futura resolución desarrolle e incorpore expresamente la aplicación de este numeral a fin de garantizar el cumplimiento adecuado de la normativa vigente, excluyendo a los proyectos C.E. Mórrope y Wayra Solar de ser considerados en la compensación por el uso de los enlaces (GD- REP).

### **Análisis de Osinergmin**

De acuerdo con lo establecido en el Título IV de la Resolución N° 164-2016-OS/CD, que regula el Reparto de la Asignación de Pagos entre Generadores por el Criterio de Beneficios, este se basa en el valor presente neto de los beneficios económicos (BEUG) que un elemento de transmisión genera para una central, considerando un horizonte de análisis de cuatro años. Este beneficio se determina en función de los cambios en precios marginales y/o niveles de generación de energía, durante todo el periodo de análisis, independientemente del momento en que una central entre en operación comercial.

En ese sentido, si una central presenta beneficios económicos dentro del periodo evaluado, corresponde asignarle una parte de la responsabilidad de pago, en concordancia con el principio de beneficio económico establecido en la normativa vigente.

Ahora bien, la normativa también contempla una medida para aquellos casos en los que una central no llega a entrar en operación comercial durante el periodo de aplicación de las compensaciones. Tal como lo indica el artículo 11° del proyecto de resolución observado, en esos casos, el monto asignado originalmente debe ser redistribuido entre el resto de centrales. Esta regla permite mantener la coherencia con el principio regulador, sin necesidad de eliminar a priori a dichas centrales del cálculo inicial.

Cabe mencionar que este ajuste es considerado en la práctica mediante los procesos de facturación periódica, en donde se actualizan los montos correspondientes en función de la POC de cada elemento. Esta dinámica contribuye a mantener la equidad del mecanismo sin comprometer el diseño metodológico basado en beneficios esperados.

En consecuencia, no se advierte una contradicción con lo dispuesto en el artículo 11°, ya que el procedimiento contempla tanto la asignación inicial conforme al beneficio proyectado,

como el ajuste correspondiente si no se alcanza la operación comercial prevista dentro del periodo de aplicación.

**Conclusión**

Por las razones explicadas en el análisis anterior, no se acoge esta opinión.

### A.13. ENGIE Energía Perú S.A. (ENGIE)

#### 1. PROYECCIÓN DE LA DEMANDA ELÉCTRICA ÁREA DE DEMANDA 12

ENGIE señala que los valores de demanda de los usuarios libres QUELLAVECO 1, SOUTHERN PERU - AMPLIACION TOQUEPALA, SOUTHERN PERÚ COOPER CORPORACIÓN, SOUTHERN PERÚ COOPER CORPORACIÓN 2 y SOUTHERN PERÚ COOPER CORPORACIÓN 3 del sistema Moquegua y Moquegua Rural, agrupadas en la barra MOQUEI38A\_B del formato "F-122", es menor que la demanda del modelo PERSEO para las barras "SIS-06 Botiflaca 138kV", "SIS25 SPCC 138kV", "SIS-30 Toquepala 138kV" y "SIS-18 Moquegua 220kV".

En efecto menciona que, se tiene una diferencia de la demanda global en aproximadamente 1000 GWh. Lo que incrementa los flujos en el transformador de la S.E. Moquegua 220/138 kV y las líneas L.T. 138 kV Moquegua-Botiflaca y Moquegua-Millsite generando un Ingreso Tarifario mucho mayor que el que corresponde.

Por lo que ENGIE solicita actualizar la distribución y los valores de demanda en el modelo PERSEO para las barras SIS-06 Botiflaca 138kV, SIS25 SPCC 138kV, SIS-30 Toquepala 138kV y SIS-18 Moquegua 220kV, así mismo recalcular los ingresos tarifarios.

Adicionalmente menciona que, se debe verificar en el archivo "BD PI 25-29 SEIN-GRT - AD12.pfd", ya que se observan diferencias similares.

Finalmente añade que, se debe considerar la demanda de Quellaveco conectada a la barra de la S.E. Moquegua 220 kV, en los formatos de demanda considerados por Osinerghmin para que se tenga coherencia.

#### **Análisis de Osinerghmin**

Con relación a lo señalado, se ha revisado el contrato de suministro y diagrama unifilar del cliente libre QUELLAVECO, verificando que su punto de suministro está ubicado en la barra MOQUEGUA-220 kV. Por lo tanto, la demanda de este cliente debe considerarse en dicha barra. No obstante, los valores resultantes no presentan variaciones, ya que se mantiene el nivel de tensión MAT y la calificación DMAT A.

Tras revisar el archivo "BD PI 25-29 SEIN-GRT - AD12.pfd", se han actualizado los valores de demanda de las barras para los años 2026 a 2029 debido a una omisión en la carga de las demandas de las barras de Botiflaca y Millsite. En consecuencia, corresponde actualizar el cálculo de los Factores de Pérdidas Medias para el Área de Demanda 12.

En cuanto a la diferencia entre los valores de demanda de los clientes libres del sistema eléctrico Moquegua, agrupados en la barra MOQUEI38A\_B del Formato "F-122" del Plan de Inversiones, y los valores de demanda del modelo PERSEO, es importante señalar que la metodología de proyección de demanda utilizada en el Plan de Inversiones es distinta a la empleada en el proceso regulatorio de Fijación de Tarifas en Barra y el correspondiente cálculo del modelo PERSEO. En ese sentido, tanto el Plan de Inversiones como el proceso de Fijación de Peajes y Compensaciones 2025-2029 toman como año histórico el 2022, mientras que el proceso de Fijación de Tarifas en Barras 2025 consideró el año histórico 2024.

Por lo expuesto, no corresponde actualizar la distribución ni los valores de demanda en el modelo PERSEO para las barras SIS-06 Botiflaca 138kV, SIS25 SPCC 138kV, SIS-30 Toquepala 138 kV y SIS-18 Moquegua 220 kV.

Por otro lado, es preciso indicar que, para el cálculo del Ingreso Tarifario, no se toma en cuenta la demanda del Plan de Inversiones en razón que el cálculo del Ingreso Tarifario se realiza de acuerdo con lo establecido en el artículo 22 de la NORMA TARIFAS

### **Conclusión**

Por las razones explicadas en el análisis anterior, se acoge parcialmente esta opinión.

## **2. CUADRO 6.1 DEL ANEXO 6 DEL PROYECTO DE RESOLUCIÓN**

ENGIE señala que no cuenta con "Transformación MAT/AT", por lo tanto, en el formato F-514 debe actualizarse los valores de peaje para la "Transformación MAT/AT" igual a cero.

Finalmente menciona que los valores acumulados del peaje en MAT, AT y MT de ENGIE en el AD12, deben ser iguales.

Por lo que ENGIE solicita corregir el Peaje Acumulado en AT y en MT en el AD12, que se indica en el Cuadro 6.1 (formato F-515), al valor acumulado en MAT, igual a 0,3606.

### **Análisis de Osinergmin**

Al respecto, en el archivo "Aux-IT", los valores del Ingreso Tarifario en "MAT/MAT" han sido incluidos en los Ingresos tarifarios de "MAT". Con este cambio solo aparece peaje unitario en "MAT" para ENGIE, haciendo que los peajes acumulados de "MAT", "AT", "MT" sean iguales.

### **Conclusión**

Por las razones explicadas en el análisis anterior, se acoge esta opinión.

## **3. CUADRO 6.2 DEL ANEXO 6 DEL PROYECTO DE RESOLUCIÓN**

ENGIE señala que en la hoja "SCT" del archivo "05-TarifasRev\_2025\_2029\_12" se ha considerado un transformador adicional de ELECTROSUR, sin embargo, COES solo ha aprobado la primera etapa del Estudio de Operatividad "Ampliación S.E. Ilo ELS" en el cual considera un solo transformador en servicio.

Por lo que ENGIE solicita revisar y actualizar los coeficientes de actualización de peajes del Cuadro 6.2 para el AD12. Dado que en la primera etapa del Estudio de Operatividad "Ampliación S.E. Ilo ELS" COES aprobó un solo transformador en servicio.

### **Análisis de Osinergmin**

Actualmente, como parte del SCT, la SET Ilo cuenta con dos transformadores, puestos en operación en 2007 y 2022. Por lo tanto, corresponde considerar estas instalaciones en el cálculo del peaje y los factores de actualización, independientemente de los estudios de operatividad que pueda realizar el COES.

### **Conclusión**

Por las razones explicadas en el análisis anterior, no se acoge esta opinión.

## **4. CUADRO 11.1 DEL ANEXO 11 DEL PROYECTO DE RESOLUCIÓN**

ENGIE señala que conforme la Cláusula 4.3 del Contrato de Concesión "Reserva Fría de Generación – Planta Ilo" ("Contrato RF") suscrito por ENGIE con el Estado peruano se establece

que la central no está sujeta a "(...) cualquier deducción y/o asignación de costos por otros servicios que se den en el COES incluyendo la transmisión eléctrica, que no sean las contribuciones a los organismos reguladores y al COES.". Es decir, la CT RF Ilo no está sujeta a la asignación de costos por la transmisión eléctrica. Por lo tanto, Osinerghmin no puede asignar a la central la responsabilidad de pago por el uso de las instalaciones del SST Ilo, ya que ello implicaría que se contravenga lo establecido en el Contrato RF.

4.3 Los ingresos del Concesionario, en el marco del presente contrato, son única y exclusivamente por dos conceptos: la Potencia Efectiva Contratada y la compensación por la Energía Asociada, cuando opere.

La facturación por la Potencia Efectiva Contratada, se efectuará de acuerdo a lo indicado en el literal C, 1) del Anexo N° 1 del Contrato, y la compensación de la Energía Asociada, según el procedimiento indicado en el Anexo N° 6.

La Central de Reserva Fría no será considerada en las transferencias de potencia ni estará sujeta a cualquier deducción y/o asignación de costos por otros servicios que se den en el COES incluyendo la transmisión eléctrica, que no sean las contribuciones a los organismos reguladores y al COES.

Además, señala que desde julio de 2022 se ha conectado a la SE Ilo 2 la demanda del Cliente Libre Quellaveco Muelle Ilo (aprox. 1 MW en barra CTIlo2 10, con código de barra de suministro OSINERGHMIN B1565), conforme se muestra en la información que Osinerghmin publica en los Informes Mensuales del Mercado Libre de Electricidad. Con lo cual la L.T. 220 kV Ilo 2 – Moquegua (L-2027 y L-2028) pasó a ser usada por otros generadores en el sentido de la subestación Moquegua hacia Ilo2; por tanto, el SST Ilo no es usado exclusivamente por la CT RF Ilo como está asignada actualmente por el Osinerghmin, sino también por los demás generadores del SEIN.

Por lo indicado anteriormente, la asignación de responsabilidad de pago del SST Ilo debe ser asignada a todos los generadores del SEIN y las compensaciones que deben pagar los generadores deben ser determinadas por el COES según el PR COES N° 35 "Asignación de Responsabilidad de Pago de los SST y SCT por parte de los Generadores por el Criterio del Uso", aprobado por Resolución N° 050-2015-OS/CD ("PR-35"), excluyendo para tal efecto a la CT RF Ilo. De esta forma, debido a que el enlace Ilo2 – Moquegua cumple con el criterio establecido en el numeral 7.1 del PR-35, su compensación debe ser asumida por todos los generadores del SEIN.

Por lo que ENGIE menciona que se debe considerar como "Responsables de Pago" a los Generadores del SEIN, toda vez que contractualmente la CT RF Planta Ilo está exonerada del pago por transmisión.

### **Análisis de Osinerghmin**

La cláusula referida por Engie está relacionada a las transferencias de potencia que de acuerdo con la LCE y el RLCE, que establecen que de la recaudación por potencia deberán completar lo correspondiente al Peaje de Conexión (Sistema Principal de Transmisión) y Peaje de Transmisión (Sistema Garantizado de Transmisión) en caso la recaudación a través de los peajes unitarios no cubra los peajes mensuales. En ese escenario, es que las centrales térmicas de RF no participan de dicho mecanismo, sino afectaría su Ingreso Garantizado, mas no, en la responsabilidad de pago por las Compensaciones por los SST y SCT asignada a los Generadores que es asignado directamente por Osinerghmin y no por COES. Por tanto, lo mencionado por ENGIE no es aplicable para la asignación de responsabilidad de pago por los SST y SCT.

Respecto a que desde julio de 2022 se ha conectado a la SE Ilo 2 la demanda del Cliente Libre Quellaveco Muelle Ilo (aprox. 1 MW en barra CTIlo210), se debe señalar que la Sexta Disposición Complementaria Final de la Ley N° 28832 establece de manera rigurosa que los criterios de asignación de responsabilidad de pago, tanto entre generación y demanda como para la distribución interna entre generadores, no son modificables. Esto asegura la estabilidad y previsibilidad de los pagos de transmisión, proporcionando certeza a todos los involucrados respecto a la asignación de costos a lo largo del tiempo.

Un mayor desarrollo se realiza en el informe legal que acompaña al presente informe.

### **Conclusión**

Por las razones explicadas en el análisis anterior, no se acoge esta opinión.

## **5. CUADRO 11.1 DEL ANEXO 11 DEL PROYECTO DE RESOLUCIÓN**

ENGIE señala que, en relación con la asignación de pago por el criterio de Beneficios para el SST GD REP solicita lo siguiente:

- Modelar separadamente la C.E. Expansión Punta Lomitas 36.4 MW de la C.E. Punta Lomitas 260 MW, dado que son centrales independientes
- Corregir el titular de las centrales "chilcc", "chilmd" y "moll-1" que por error han sido asignados a ENGIE.

### **Análisis de Osinerghmin**

Dado que la C.E. Expansión Punta Lomitas y la C.E. Punta Lomitas son centrales independientes se ha actualizado el archivo de entrada SINAC.FZD del modelo PERSEO modelando separadamente estas centrales.

Se ha verificado la inconsistencia en la titularidad de las centrales "chilcc", "chilmd" y "moll-1", por lo que se ha actualizado.

### **Conclusión**

Por las razones explicadas en el análisis anterior, se acoge esta opinión.

## **6. MÉTODO USO DISTANCIA ELÉCTRICA**

ENGIE señala que, en efecto el método Uso-Distancia Eléctrica aprobado en el Procedimiento para la Asignación de Responsabilidad de Pago, que actualmente se viene aplicando de manera parcial, proporciona resultados ilógicos en la asignación de pagos en varios sistemas SST y SCT, toda vez que los mismos no reflejan el Uso efectivo que hacen los generadores de los elementos de los SSTG y SCTG involucrados.

Menciona que, a consecuencia de este error se beneficia a algunos generadores a quienes se les asigna menores compensaciones que las que les corresponde por el criterio de Uso, en perjuicio de otros que deben asumir mayores pagos. El problema se origina porque el método Uso-Distancia Eléctrica no toma en cuenta los flujos que transmiten las líneas, los cuales representan la única manera de medir el Uso efectivo en un enlace.

Que, esta limitación del método Uso-Distancia Eléctrica actual está originando que la asignación de pagos por Uso se asigne prácticamente en proporción a la producción mensual, con lo cual centrales que se conectan en el área Centro del SEIN terminan asumiendo compensaciones elevadas por sistemas ubicados en la zona Norte y Sur, lo cual no es correcto, ya que la asignación de responsabilidad de pago se está haciendo sin tomar en cuenta el Uso que hace cada generador, contraviniendo la regulación vigente.

ENGIE menciona que, sin perjuicio se reservan el derecho de interponer las acciones legales aplicables para salvaguardar nuestros derechos, reitera la solicitud a Osinergmin para que modifique el método Uso-Distancia Eléctrica establecido en el Procedimiento para la Asignación de Responsabilidad de Pago para determinar la asignación de responsabilidad de pago por el criterio de Uso, considerando una metodología que refleje adecuadamente el Uso efectivo de los SST y SCT que hacen los generadores.

Finalmente, ENGIE sostiene que, en los siguientes gráficos se muestra una comparación de los pagos asignados a las centrales de generación del SEIN, por el uso de algunos SSTG, aplicando el método Uso- Distancia eléctrica actual y el método GGDF propuesto, que si refleja el Uso que hacen los generadores de los enlaces de transmisión. En dichos gráficos se puede observar la magnitud del problema que generará la aplicación completa del método Uso-Distancia Eléctrica a partir del 01/05/2021. Los pagos son los acumulados en el periodo agosto 2019 – febrero 2020 y fueron determinados con las inyecciones y retiros mensuales reales y la red de transmisión utilizada por el COES para determinar las distancias eléctricas para la aplicación del método Uso-Distancia eléctrica.

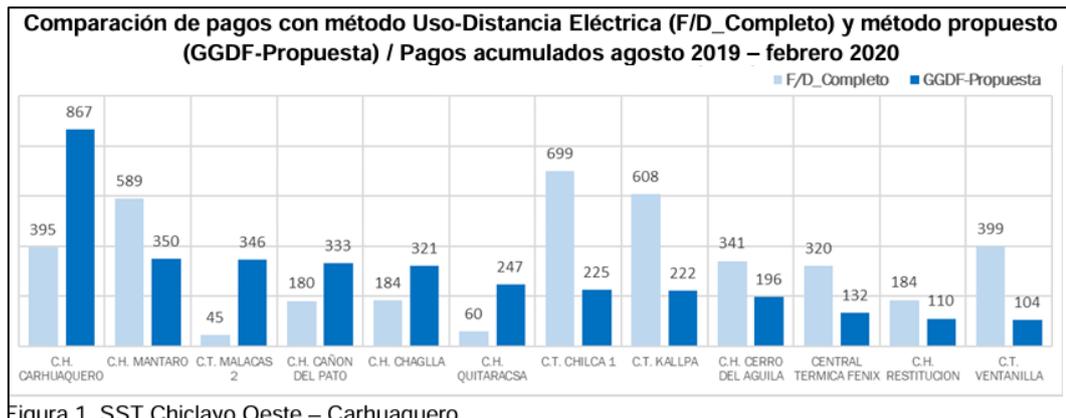


Figura 1. SST Chiclayo Oeste – Carhuaquero

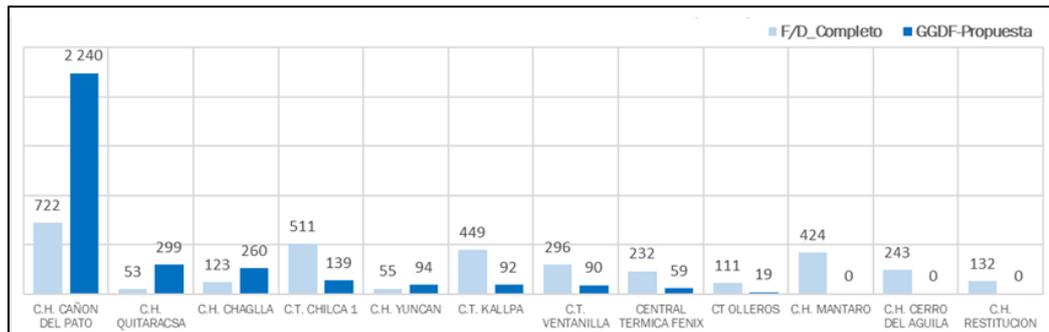


Figura 2. SST Huallanca – Chimbote.

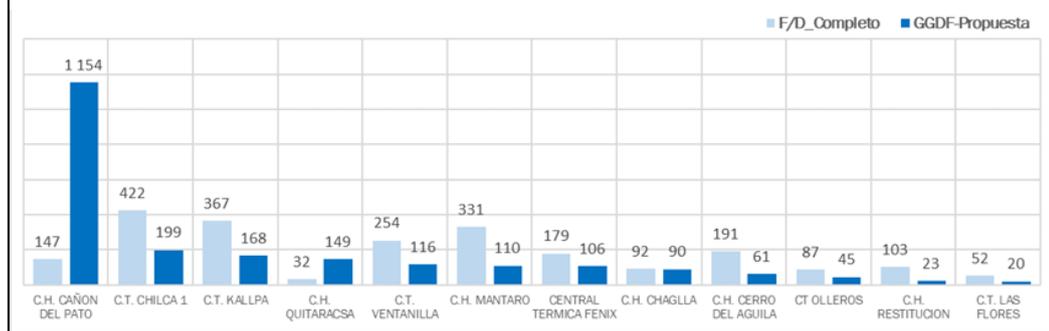


Figura 3. SST Chimbote 220/138 kV

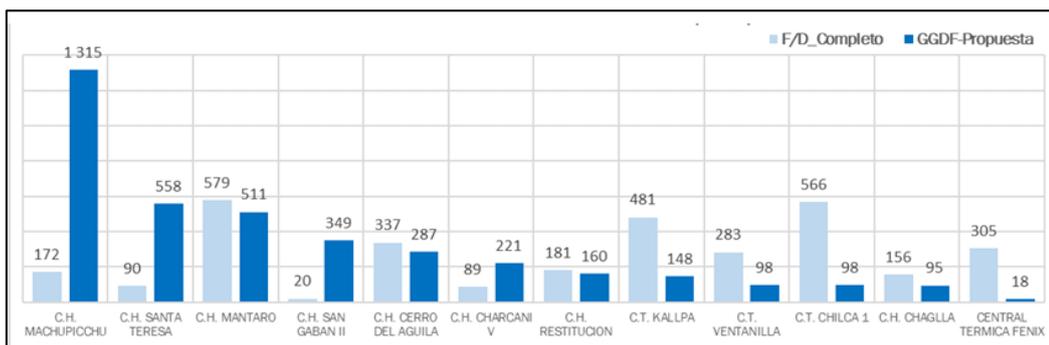


Figura 4. SST Quencoro-Tintaya

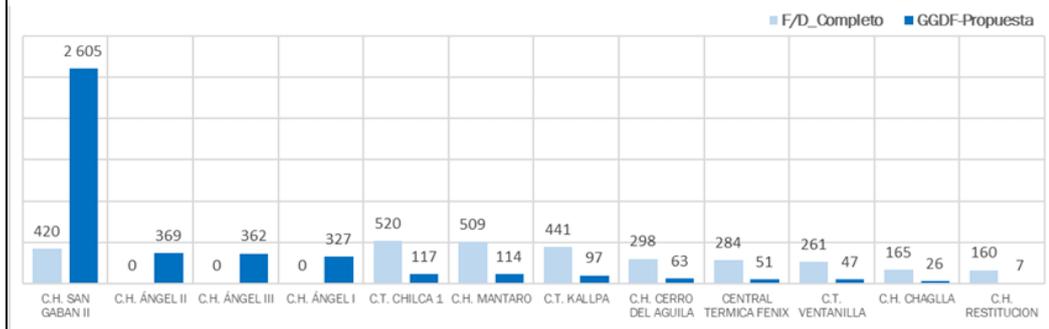


Figura 5. SST Azángaro - San Gabán

ENGIE menciona que el método Uso-Distancia Eléctrica establecido en la norma “Procedimiento para la Asignación de Responsabilidad de Pago de los SST y SCT”, aprobada mediante Resolución N° 164-2016-OS/CD (en adelante, el “Procedimiento para la Asignación de Responsabilidad de Pago”), que se empleará completamente para el Reparto de la Asignación de Pagos entre Generadores por el Criterio de Uso a partir del 01/05/2021 genera resultados ilógicos ya que las compensaciones asignadas a los generadores no reflejan el

Uso que éstos hacen de los elementos de los SSTG y SCTG, contraviniendo lo establecido en la Ley de Concesiones Eléctricas y su reglamento.

Por lo indicado por ENGIE, solicita a Osinerghmin que modifique el método Uso-Distancia Eléctrica establecido en el Procedimiento para la Asignación de Responsabilidad de Pago para determinar la asignación de responsabilidad de pago por el criterio de Uso, considerando una metodología que refleje el Uso efectivo de los SST y SCT que hacen los generadores, la cual necesariamente debe considerar los flujos por los enlaces de transmisión y las inyecciones y retiros ejecutados.

Además, menciona que una opción es utilizar el método de Factores de Distribución GGDF. Este método ya se utiliza satisfactoriamente en algunos mercados eléctricos. Las ventajas de este método son la facilidad para su aplicación, la utilización de los flujos de los enlaces para determinar el uso y la más importante que sus resultados reflejan de una manera más precisa el Uso que hacen los generadores de los enlaces de transmisión

### **Análisis de Osinerghmin**

El presente proceso regulatorio se orienta a la fijación de compensaciones para el periodo mayo de 2025 a abril de 2029 y no a la modificación de la metodología establecida para el Criterio de Uso. En ese contexto, no corresponde que Osinerghmin se pronuncie sobre lo solicitado, ya que dicho análisis debe ser efectuado en el marco de un proceso de modificación de la Norma Asignación, dentro del cual cualquier interesado puede presentar sus opiniones y sugerencias al proyecto normativo que se publique.

### **Conclusión**

Por las razones explicadas en el análisis anterior, no se acoge esta opinión.

### A.14. Electro Dunas S.A.A. (ELECTRO DUNAS)

#### 1. CORREGIR LA ASIGNACIÓN DE LA DEMANDA DEL CLIENTE LIBRE “CL2176” DE MT A MAT

ELECTRO DUNAS señala que, en los formatos F-100 aprobados en el Plan de Inversiones 2025-2029 (PI 2025-2029), se ha considerado a la demanda del Cliente Libre SHOUGANG HIERRO PERÚ S.A., conectada en la Subestación “El Hierro”, como si se tratara de una demanda en Media Tensión (MT). Sin embargo, esta asignación resulta incorrecta por las siguientes razones:

1. La infraestructura que atiende dicha demanda opera en 220 kV, lo cual corresponde al nivel de Alta Tensión (MAT). Esta instalación fue diseñada específicamente para atender la ampliación de la planta de beneficio de la mencionada compañía minera, y no constituye una infraestructura de uso general.
2. La clasificación de esta demanda como MT genera una distorsión tarifaria, afectando la representatividad y equidad de los peajes correspondientes, tanto para el propio cliente como para el resto de usuarios del sistema. Dado su carácter de infraestructura dedicada a un cliente libre y por operar en 220 kV, la asignación correcta del nivel de tensión debe ser MAT.
3. Asimismo, de la revisión de los archivos de cálculo que sustentan las Liquidaciones de Ingresos de los SST y SCT del año 2025, se ha verificado que el cliente en mención viene pagando actualmente la tarifa en MAT correspondiente a las áreas de demanda 8 y 15, a través de su suministrador EGEHUALLAGA. No obstante, en las hojas de cálculo que sustentan el proyecto, se ha consignado una asignación distinta que no refleja esta realidad, lo cual podría generar inconsistencias en la asignación de ingresos y en la aplicación de los peajes por nivel de tensión.

COD EMPRESA	AREA DEMANDA	COD SIS ELECTRICO	COD PTO SUMINISTRO	NIVEL TENSION	TENSION	COD SUMINISTRO USUARIO	TIPO CLIENTE	ANHO MES	ENERGIA CONSIDERADA	TIPO PEAJE	PEAJE	FACTURACION	COMENTA
HUAL	8	SE1045	80041	MAT	220	L2176	L	202401	35,884,282	SST-SCT	0.4604	165,211.23	SHOUGANG MARCONA
HUAL	8	SE1045	80041	MAT	220	L2176	L	202402	35,158,120	SST-SCT	0.4604	161,867.98	SHOUGANG MARCONA
HUAL	8	SE1045	80041	MAT	220	L2176	L	202403	36,298,912	SST-SCT	0.4604	167,120.19	SHOUGANG MARCONA
HUAL	8	SE1045	80041	MAT	220	L2176	L	202404	29,875,135	SST-SCT	0.4604	137,545.12	SHOUGANG MARCONA
HUAL	8	SE1045	80041	MAT	220	L2176	L	202405	37,633,139	SST-SCT	0.4012	150,984.15	SHOUGANG MARCONA
HUAL	8	SE1045	80041	MAT	220	L2176	L	202406	34,751,007	SST-SCT	0.4012	139,421.04	SHOUGANG MARCONA
HUAL	8	SE1045	80041	MAT	220	L2176	L	202407	32,962,523	SST-SCT	0.4012	132,245.64	SHOUGANG MARCONA
HUAL	8	SE1045	80041	MAT	220	L2176	L	202408	33,890,426	SST-SCT	0.4012	135,968.39	SHOUGANG MARCONA
HUAL	8	SE1045	80041	MAT	220	L2176	L	202409	34,500,255	SST-SCT	0.4012	138,415.02	SHOUGANG MARCONA
HUAL	8	SE1045	80041	MAT	220	L2176	L	202410	34,754,594	SST-SCT	0.4012	139,435.43	SHOUGANG MARCONA
HUAL	8	SE1045	80041	MAT	220	L2176	L	202411	34,927,251	SST-SCT	0.4012	140,128.13	SHOUGANG MARCONA
HUAL	8	SE1045	80041	MAT	220	L2176	L	202412	38,223,596	SST-SCT	0.4012	153,353.07	SHOUGANG MARCONA

Fuente: Hoja de cálculo “Liquidacion2025.xls”

Por lo que ELECTRO DUNAS solicita al regulador que realice las correcciones correspondientes en el Proyecto de Resolución, en la asignación del nivel de tensión del Cliente Libre SHOUGANG HIERRO PERÚ S.A., de “MT” a “MAT (DMAT B)” a fin de garantizar la coherencia técnica, el respeto a los principios regulatorios de eficiencia, equidad y transparencia, y la adecuada determinación de los peajes por nivel de tensión del sistema.

#### Análisis de Osinerghmin

Con relación a lo señalado, se ha verificado el contrato de suministro y diagrama unifilar del cliente libre “SHOUGANG HIERRO PERU (EL HIERRO)” verificándose el punto de suministro en la barra MARCONA-220 kV. Por lo tanto, corresponde considerar la demanda de dicho cliente en el nivel de tensión MAT.

En consecuencia, corresponde actualizar el archivo de cálculo de los Factores de Pérdidas Medias "F\_500\_FactPerd\_AD08.xls", para el Área de Demanda 8.

### Conclusión

Por las razones explicadas en el análisis anterior, se acoge esta opinión.

## 2. INCLUSIÓN DE LAS INYECCIONES DE POTENCIA DE LA CENTRAL TÉRMICA INDEPENDENCIA EN EL ÁREA 8

ELECTRO DUNAS señala que, en el cálculo de los Factores de Pérdidas Medias realizado por Osinerghmin, no se ha considerado el aporte de la Central Térmica Independencia, la cual inyecta su producción en la barra de 60 kV al sistema eléctrico de Pisco. Esta omisión se verifica al observar que, para el cálculo de la potencia total retirada en el sistema, Osinerghmin no considera potencia coincidente alguna. A continuación, se muestra el cuadro consignado por Osinerghmin:

Área	Central	2025	2026	2027	2028	2029	Sistema	NT

Fuente: Hoja "Pot Coinc SEIN"

Además, menciona que, el tratamiento normativo aplicable al caso está claramente establecido en los artículos 19.5 y 21.3 de la NORMA TARIFAS, los cuales señalan:

*Artículo 19.5:*

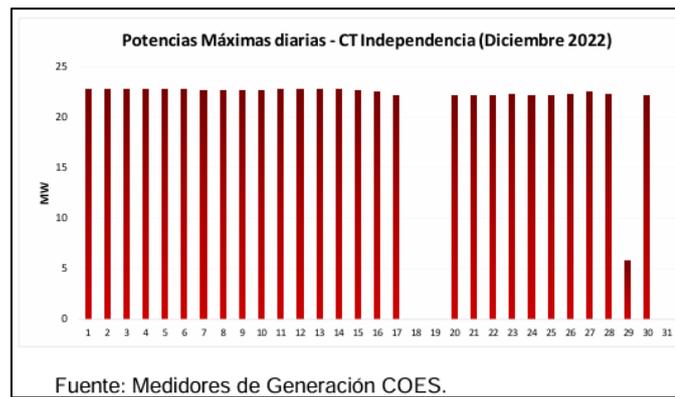
*" (...) Adicionalmente a lo anterior y sólo para los casos en donde existan inyecciones de potencia y energía provenientes de plantas de generación aguas abajo, cuyo régimen de producción se mantiene durante el año, estas inyecciones se descontarán de los correspondientes retiros en el sistema eléctrico equivalente para la determinación de los factores de pérdidas medias."*

*Artículo 21.3:*

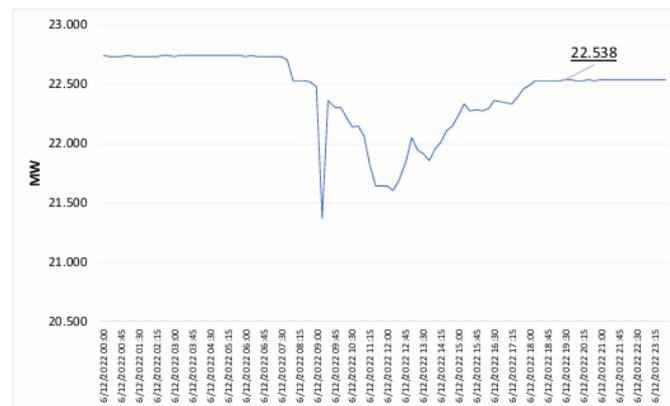
*" (...) Los valores de Pmaxi y Ei se obtienen a partir de las proyecciones anuales. Adicionalmente y sólo para los casos en donde existan inyecciones de potencia y energía provenientes de plantas de generación aguas abajo, cuyo régimen de producción se mantiene durante el año, estas inyecciones se descontarán de los valores anteriores, respectivamente, tomando en cuenta el sistema eléctrico equivalente."*

Con base en dicha normativa, la Central Térmica Independencia, de tecnología a gas natural, califica plenamente para ser considerada en la determinación de los factores de pérdidas, dado que:

- Su régimen de inyección es estable a lo largo del año. Los registros de medición correspondientes al año 2022, en la barra de 60 kV de la SET Independencia, muestran una producción continua promedio de 8 MW, lo que evidencia la constancia de su inyección durante todo el año.



- Durante el día de máxima demanda del SEIN, registrado el 06 de diciembre de 2022 a las 19:30 horas, la Central Térmica Independencia registró una potencia inyectada de 22,538 MW, reflejando claramente su aporte efectivo al sistema.



Por lo que ELECTRO DUNAS solicita revisar y corregir el cálculo de los factores de pérdidas medias, incorporando correctamente la inyección de potencia registrada de 22,538 MW para la Central Térmica Independencia en el Área 8, conforme a lo establecido en la NORMA TARIFAS y sustentado en los registros de medición disponibles en la web del COES.

### Análisis de Osinerghmin

Con relación a la inclusión de las inyecciones de potencia de la C.T. Independencia en el cálculo de los Factores de Pérdidas Medias (FPMd) solicitado por ELECTRO DUNAS, dicha concesionaria sustenta su solicitud citando, entre otros, los numerales 19.5 y 21.3 del capítulo cuarto de la NORMA TARIFAS precisando el tratamiento de las inyecciones de las centrales de generación. Al respecto cabe indicar que en el presente proceso regulatorio se está aplicando la metodología establecida en dicha norma, como se viene aplicando en los todos los procesos de fijación de los Factores de Pérdidas Medias; por lo tanto, para ello se debe considerar el archivo de Flujo de Potencia (modelamiento) que sustenta la aprobación del PI 2025-2029 hasta la publicación de la fijación de peajes y compensaciones correspondiente, tal como se establece en el numeral 5.11 de la NORMA TARIFAS, que detalla el desarrollo del Estudio de Tarifas y Compensaciones para los SST y SCT.

Es de precisar que la NORMA TARIFAS presenta una sola metodología integral para la determinación de Tarifas y Compensaciones para los SST y SCT, pero que está dividida en dos (02) procesos regulatorios diferentes: i) Aprobación del Plan de Inversiones, y ii) Determinación de Peajes y Compensaciones por el servicio de los SST y SCT. Dichos procesos regulatorios conceptualmente se desarrollan uno inmediatamente después del otro (es decir,

son continuos); considerando en el segundo proceso regulatorio (determinación de FPMd) la utilización de la información de sustento y resultante del primer proceso regulatorio (Plan de Inversiones), por lo cual el archivo de modelamiento tal como fue utilizado y aprobado para ver la necesidad de inversiones, que considera las peores condiciones del sistema, es el que se emplea para la determinación de los FPMd, por lo cual no corresponde su modificación en el presente proceso, ello ya que por ejemplo, como se puede apreciar en el gráfico adjunto por ELECTRO DUNAS y de las mediciones de potencia en diciembre, la central térmica no operó algunos días del mes.

### **Conclusión**

Por las razones explicadas en el análisis anterior, no se acoge esta opinión.

### **3. SOLICITUD DE MAYOR RECONOCIMIENTO DE COSTOS DE INVERSIÓN EN BASE AL ARTÍCULO 139 DEL RLCE**

ELECTRO DUNAS indica que, en el Artículo 139 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas (RLCE), señala lo siguiente:

*“La diferencia entre las características de las instalaciones aprobadas en el Plan de Inversiones y las características de las instalaciones realmente puestas en servicio. Cuando las diferencias impliquen un mayor costo, deberán ser sustentadas por los titulares y aprobadas por Osinergmin”.*

En ese sentido, ELECTRO DUNAS solicita mayor reconocimiento de costos de inversión para determinados elementos de transmisión, cuya configuración final difiere respecto a lo aprobado inicialmente en el Plan de Inversiones. Señala que estas diferencias han implicado una variación en el costo total de ejecución, principalmente debido a factores técnicos, de ingeniería, constructivos y de condiciones reales de operación. Asimismo, uno de los componentes relevantes de esta variación ha sido el pago por servidumbre, necesario para asegurar la disponibilidad de los terrenos y derechos de paso requeridos para la ejecución del proyecto. Este costo no fue previsto inicialmente en la etapa de planificación, pero fue indispensable para la implementación efectiva del proyecto.

Los elementos específicos involucrados se detallan a continuación:

#### PROYECTO CELDAS 22,9 KV – SET LUREN (ÁREA DE DEMANDA 8)

El informe técnico de sustento se encuentra en el Anexo 1 de sus opiniones y sugerencias.

Al respecto, ELECTRO DUNAS menciona que, evaluó la disponibilidad de espacios en la sala de celdas existente para 10 kV, advirtiendo que no existe espacio alguno para la instalación de las celdas de 22,9 KV. La cual explica con un informe, detallando los diversos sustentos de las actividades que se consideraron para la propuesta de los módulos solicitados.

ELECTRO DUNAS agrega que, no hay espacio para la instalación de las celdas de 22,9 KV en la sala de celdas existente: En este punto detalla mediante registro fotográfico la distribución de las celdas en 10 KV (De barra o llegada, medición, acople, alimentadores y de servicios auxiliares), donde verifica la inexistencia de espacios disponibles, motivo por el cual tuvo que construir una nueva sala de celdas. Adjunta como parte de su sustento anexos diversos planos de las instalaciones antes y después de las obras. Así como diversos registros fotográficos de las actividades realizadas para la implementación de la nueva sala de control

Por lo que ELECTRO DUNAS solicita el reconocimiento de un código modular especial, el cual debe afectar al costo total de los módulos de las celdas de 22,9 KV en la SET LUREN.

#### PROYECTO CELDAS 10 KV – SET TACAMA (ÁREA DE DEMANDA 8)

El informe técnico de sustento se encuentra en el Anexo 2 de sus opiniones y sugerencias.

ELECTRO DUNAS menciona que para la ejecución de los trabajos realizados en la SET Tacama evaluó la disponibilidad de espacios en las salas de celdas de Control y Fuerza, corroborando que no existe el espacio necesario para la instalación de las Nuevas Celdas Fuerza aprobadas en el Plan de Inversión de Transmisión, por lo que presenta diversos sustentos para demostrar que no fue posible instalar las n celdas de fuerza en la Sala de Control, así mismo muestra los trabajos realizados que han sido plasmados en los Módulos modificados antes mencionados.

ELECTRO DUNAS menciona que, en el Plan de Inversión se aprobó la renovación de Celdas exteriores reemplazándolas por Celdas MetalClad, por lo tanto, no existía una edificación disponible para instalar las Celdas Nuevas. Asimismo, indica que, la renovación de Celdas de 10 kV fue necesarias entre otras cosas para lograr la instalación del transformador de 40 MVA aprobado. De acuerdo con los espacios existentes en la SET Tacama, los trabajos descritos en sus sustentos tuvieron que ser realizados de forma imperativa dado que fueron condiciones que motivaron para construir la Nueva Sala de Celdas a fin de cumplir con la instalación de las Celdas para la SET Tacama aprobadas en el Plan de Inversiones de Transmisión.

Por lo que ELECTRO DUNAS solicita el reconocimiento de un código modular especial, el cual debe afectar al costo total de los módulos de las celdas de 10 KV en la SET TACAMA.

#### PROYECTO LÍNEA 60 KV CHIRIBAMBA – CAUDALOSA (ÁREA DE DEMANDA 5)

El informe técnico de sustento se encuentra en el Anexo 3 de sus opiniones y sugerencias.

A. Justificación técnica para la aprobación del vano promedio de 270 m en la Línea de Transmisión de 60 kV Chiribamba – Caudalosa

ELECTRO DUNAS solicita el reconocimiento de dicho vano de 270 m, dado que la reubicación de la Subestación Chiribamba fue necesaria para asegurar la viabilidad del proyecto, y considerando las condiciones de alta montaña, resulta plenamente justificado dentro de un enfoque integral que prioriza la sostenibilidad, la estabilidad operativa y la seguridad estructural.

B. Solicitud del reconocimiento de actualización de parámetros de diseño de fundición de torres de acero

ELECTRO DUNAS señala que el diseño de fundaciones para torres de transmisión debe considerar el terreno y las cargas estructurales. Al comparar los parámetros de diseño de dos estructuras (LT-060SIR0TAD1C1250A y LT-060SIRITAD1C1240A), se observa que la base reestructurada presenta un mayor tamaño de zapata y profundidad, lo que implica más excavación, consumo de concreto y acero, y por ende, mayores costos y tiempos de obra.

Estas modificaciones responden a criterios técnicos más exigentes y actualizados, basados en mejores datos geotécnicos y estructurales. Por ello, ELECTRO DUNAS solicita que el regulador reconozca estos nuevos parámetros en la valorización de los proyectos, para asegurar una evaluación justa y evitar impactos negativos en la rentabilidad y viabilidad económica.

#### C. Justificación técnica para el reconocimiento de la sección del conductor en la Línea de Transmisión 60 KV Chiribamba - Caudalosa

ELECTRO DUNAS señala que la justificación técnica y regulatoria para el reconocimiento del cambio de la sección de conductor en la línea de transmisión de 60 kV Chiribamba – Caudalosa, instalado con ACSR de 273 mm<sup>2</sup> en lugar de ACSR de 250 mm<sup>2</sup> inicialmente aprobado en el PI 2017-2021. Este cambio se fundamenta tanto en criterios de eficiencia y seguridad operativa como en el cumplimiento de las normativas peruanas aplicables al sistema eléctrico.

El conductor ACSR de 273 mm<sup>2</sup> proporciona claras ventajas técnicas sobre el de 250 mm<sup>2</sup>:

- Mayor capacidad de corriente y mejor disipación térmica.
- Menores pérdidas resistivas, aumentando la eficiencia operativa.
- Reducción en la caída de tensión, mejorando la calidad del suministro.
- Mayor resistencia mecánica ante condiciones ambientales extremas

#### D. Justificación del reconocimiento del costo de servidumbre

ELECTRO DUNAS menciona que en contraprestación por las servidumbres del área y las demás obligaciones relacionadas a estas que asume la comunidad campesina en virtud del contrato firmado con ELECTRO DUNAS, la empresa concesionaria se obliga a pagar la suma de S/99 750,20 (Noventa y Nueve Mil Setecientos Cincuenta con 20/100 Soles), lo cual cubre todos los conceptos establecidos en el artículo 112° de la Ley, como lo son el uso e indemnización.

Que el terreno sobre el cual se construyó, opera y mantiene las líneas de transmisión y/o subtransmisión tiene una extensión aproximada de 8,72 hectáreas y se grava con servidumbre de electroducto. Señala que la gestión de servidumbres se ha vuelto un proceso cada vez más complejo. Por ejemplo, la oposición de la comunidad ha generado retrasos significativos en el desarrollo del proyecto, afectando el cronograma de ejecución y aumentando los costos indirectos asociados a su gestión. Con frecuencia, la falta de acuerdos inmediatos con las comunidades impide el avance regular de las obras, lo que obliga a la empresa concesionaria a realizar negociaciones adicionales para destrabar el proyecto. Por ello, una gestión eficiente de estos costos y su reconocimiento en la base tarifaria son fundamentales para garantizar la viabilidad y continuidad de la infraestructura de transmisión.

#### E. Solicitud del reconocimiento de la doble terna de la LT Chiribamba - Caudalosa de 60 kV

ELECTRO DUNAS solicita que se reconozca formalmente las instalaciones de transmisión descritas, considerando su configuración de doble terna con operación inicial en simple terna, en cumplimiento con la normativa vigente. Este

reconocimiento es clave para garantizar la seguridad, confiabilidad y sostenibilidad del sistema eléctrico en la región, asegurando su capacidad de respuesta ante el crecimiento de la demanda y eventuales contingencias operativas o climáticas

#### F. Reconocimiento de costos financieros o interés intercalario

ELECTRO DUNAS señala que la ejecución del proyecto desde la aprobación de la modificación del PI 2017 - 2021, comprende un periodo de tiempo de 63 meses (desde octubre 2018), y en cuyos meses intermedios se emitieron pagos por diversos servicios y adquisición de equipos.

Indica que la ampliación del plazo de la ejecución del proyecto se debió a varios factores, entre los cuales se encuentran las restricciones de ejecución de actividades por la pandemia iniciada en marzo del 2020 y las paralizaciones de obra por conflictos sociales con la comunidad; eventos que fueron explícitamente documentados en su debida oportunidad, de tal manera que fueron valorados por Osinergmin, dando como resultado la aprobación de las ampliaciones de plazo solicitadas, modificando la POC hasta febrero 2024.

Muestran los resultados del cálculo del interés intercalario, utilizando los archivos de cálculo de la base modular aprobada con la Resolución N° 062-2021-OS/CD, donde se actualizaron los periodos de los hitos importantes (Adquisición de equipo, trabajos civiles, etc.) para un cronograma de 63 meses; lo que resulta en un interés intercalario de 28,3%.

Por lo que, ELECTRO DUNAS solicita que se reconozca formalmente el porcentaje de Interés intercalario real de 28,3% incurrido en la ejecución del proyecto.

ELECTRO DUNAS culmina su sustento señalando que, su justificación técnica se desarrolla en los informes que acompañan su opinión, en ellos se sustenta:

- La naturaleza técnica de las variaciones implementadas.
- Los costos adicionales incurridos, incluyendo el pago de servidumbre.
- La necesidad y razonabilidad de dichos cambios para la correcta puesta en servicio de las instalaciones.

Por lo que, ELECTRO DUNAS solicita evaluar y aprobar el reconocimiento de estos costos, reflejándolos adecuadamente en el Costo Medio Anual de ELECTRO DUNAS y el cálculo de los peajes para el período regulatorio 2025 - 2029, conforme al marco normativo vigente.

#### **Análisis de Osinergmin**

En primer lugar, se debe indicar que la BDME está diseñada para reconocimiento de proyectos estándares, sin pretender ser un diseño de ingeniería definitivo que reconozca variantes particulares de cada instalación y fue así como se diseñó la regulación de la transmisión eléctrica que rige en la actualidad. Cabe señalar que, en el mismo artículo 139 del RLCE, citado previamente por ELECTRO DUNAS, señala lo siguiente:

*“IV) La valorización de la inversión de las instalaciones de transmisión a que se refiere el numeral II anterior y que no están comprendidas en un Contrato de Concesión de SCT, será efectuada sobre la base de costos estándares de mercado.*

*La base de costos estándares de mercado deberá comprender los equipos, materiales y otros costos que establezca OSINERGMIN, que se requieran para implementar las obras del Plan de Inversiones, incluyendo las referidas a la conexión al Sistema Principal, Sistema Garantizado de Transmisión y Sistemas Secundarios de Transmisión de terceros, de ser el caso.”*

Por otro lado, en el numeral 16.1.1 de la Norma Tarifas señala lo siguiente:

*“Para el caso de SET’s nuevas, los costos de las obras comunes y servicios auxiliares se prorratean entre los nuevos Elementos que ingresan en el mismo año, en proporción a sus costos de inversión. Para el caso de nuevos Elementos a instalarse en subestaciones existentes, no aplica este criterio.”*

Al respecto, se debe señalar que las subestaciones Luren, Tacama y Chiribamba ya son subestaciones existentes, por lo cual, sus costos de obras comunes ya fueron reconocidos con la regulación vigente en su momento; por lo cual, no corresponde revisar ni modificar los valores considerados.

Además, se ha revisado los Informes Técnicos N° 348-2020-GRT y N° 529-2020-GRT, correspondiente al Plan de Inversiones 2021-2025, donde se aprobaron las celdas en 23 kV en la SET Luren y se verifica que ELECTRO DUNAS no alertó sobre la falta de espacios en dicha subestación. Por otro lado, del plano de planta enviado, ELECTRO DUNAS no sustenta, como por ejemplo con planos de planta de la sala de control existente, que no existía espacios suficientes de diseño o maniobrabilidad, o que no cumplían las distancias mínimas de seguridad, lo cual imposibilitaba considerar celdas adicionales en la sala de control existente; ELECTRO DUNAS solo se limita principalmente a enviar fotos de la implementación de la nueva sala de control. Por lo tanto, no se acepta la inclusión de obras civiles adicionales para la SET Luren.

Por otro lado, respecto a las celdas de 10 kV en la SET Tacama, de igual manera, se ha revisado el Informe Técnico N° 073-2023-GRT de la Modificatoria del Plan de Inversiones 2021-2025; donde se aprueba un nuevo transformador, motivo por el cual se aprobó la renovación de las celdas en 10 kV con la finalidad de conseguir mayor disponibilidad de espacios. Al respecto, se ha revisado el informe enviado por ELECTRO DUNAS y, al igual que el caso anterior, el plano de la sala de edificio de control, no tiene información clara que demuestre la falta de espacio en la sala de control existente, en la cual se pueda verificar que no cumplía distancias de seguridad o espacios donde se puedan considerar las celdas aprobadas, dado que la finalidad de la renovación de celdas fue la obtención de mayor espacio; ELECTRO DUNAS solo se limita principalmente a enviar fotos de la implementación de la nueva sala de control. Por lo tanto, no se acepta la inclusión de obras civiles adicionales para la SET Tacama.

Por lo tanto, no corresponde el reconocimiento de obras comunes adicionales para las salas de control de las SET Tacama y SET Luren.

Por último, respecto a los equipamientos adicionales solicitados en el proyecto, LT 60 kV Chiribamba – Caudalosa, se debe señalar lo siguiente:

- La modificación del vano promedio, parámetros de fundición del diseño de torres, cambio de sección del conductor, servidumbre y costos financieros; son modificaciones que corresponden a un proceso de reestructuración de la BDME, dado que está realizando una modificación a la estructura de los módulos estándares. Cabe señalar que la valorización del proyecto en mención se realizó con la Base de Datos 062-2021-OS/CD, debido a que el proyecto corresponde al Plan de Inversiones 2017-2021 y con esos módulos estándares fueron aprobados.
- La consideración de estructuras doble terna debió ser analizado en el Plan de Inversiones donde se aprobó el proyecto; sin embargo, el Plan de Inversiones aprobó una instalación en simple terna.
- Por otro lado, respecto a el reconocimiento de los costos reales incurridos en las partidas Acero de Refuerzo y Acero Torre; se debe señalar que la BDME se actualiza anualmente con la información que es enviada por las empresas según se señala en el Procedimiento de Actualización de la BDME, aprobado con Resolución N° 171-2014-OS/CD.

En consecuencia, no corresponde modificar la valorización de los proyectos SET Tacama, SET Luren y LT 60 kV Chiribamba – Caudalosa.

### **Conclusión**

Por las razones explicadas en el análisis anterior, no se acoge esta opinión.

#### **4. REITERACIÓN DE LA NECESIDAD DE AJUSTAR LA FECHA DE PUESTA EN SERVICIO DE LOS PROYECTOS SET COPARA Y SEGUNDA TERNA LT 220 kV INDEPENDENCIA – EL ÁNGEL AL AÑO 2026**

ELECTRO DUNAS reitera su posición respecto a la necesidad de ajustar al año 2026 la fecha de puesta en servicio de los proyectos:

- SET Copara, y
- Segunda Terna de la Línea de Transmisión 220 kV Independencia – El Ángel.

Menciona que, esta solicitud se sustenta en los argumentos técnicos presentados oportunamente en el recurso de reconsideración interpuesto el 1 de julio de 2024 contra la Resolución N° 112-2024-OS/CD mediante la cual se aprobó el PI 2025-2029, los cuales fueron desestimados parcialmente en la Resolución N° 144-2024-OS/CD que resolvió nuestro recurso de reconsideración. Contra esta última resolución, se ha interpuesto una demanda contencioso-administrativa, admitida el 6 de noviembre de 2024 por el Octavo Juzgado de la Corte Superior de Justicia de Lima bajo el Expediente N° 15553-2024-0-1853-JR-CA-08. Dicho proceso judicial aún se encuentra en trámite y a la fecha el juzgado no ha emitido sentencia.

Adicionalmente, con relación a la SET Copara, se ha demostrado que no es factible su puesta en servicio para diciembre de 2025, aún bajo un cronograma optimista. La adquisición del transformador de potencia, cuyo proceso completo (fabricación, traslado, montaje y puesta en operación comercial) supera los 13 meses, representa la ruta crítica del proyecto. A ello se suman otras actividades fundamentales como la adquisición del terreno, la ingeniería básica y la obtención del Estudio de Pre-Operatividad, por lo cual la fecha técnica viable de entrada en operación es el año 2026.

ELECTRO DUNAS menciona que a la Segunda Terna LT 220 kV Independencia – El Ángel, se ha señalado que los 16 meses disponibles desde la aprobación del PI son insuficientes para el desarrollo de una obra de tal envergadura, la cual requiere estudios de ingeniería, procesos de licitación, adquisición de equipamiento especializado (como celdas GIS previstas para agosto de 2026) y adecuaciones ambientales. El cronograma realista contempla la culminación del proyecto hacia noviembre de 2026.

Añade que, en coherencia con los criterios técnicos ya desarrollados y el principio de planificación realista que debe regir los procesos tarifarios, se reitera la necesidad de aplicar como fecha de puesta en servicio de ambos proyectos el año 2026, de forma consistente con la planificación actualizada de ELECTRO DUNAS.

También señala que, de emitirse en el futuro una sentencia favorable en el proceso contencioso administrativo mencionado, Osinerghmin deberá adoptar las medidas administrativas correspondientes para adecuar los peajes y compensaciones aprobados en el presente proceso tarifario.

Por lo que ELECTRO DUNAS solicita que, para el cálculo de los factores de pérdidas medias, se considere el año 2026 como el año de ingreso de los proyectos mencionados.

### **Análisis de Osinerghmin**

Al respecto, debemos indicar que, esta solicitud fue presentada por ELECTRO DUNAS y analizada en el numeral 17 del apartado de Análisis de la Respuesta a las Observaciones Formuladas a la Propuesta de la Empresa ELECTRO DUNAS, del Anexo J del Informe Técnico N° 097-2025-GRT, el cual indica:

*“a) En relación al cambio de año de ingreso de los proyectos SET Copara y la Segunda terna de la Línea de Transmisión 220 kV Independencia – El Ángel, cuya fecha fue aprobada en el PI 2025-2029, se reitera que, considerar el ingreso de los proyectos mencionados en años diferentes a lo aprobado significa ajustar la Fecha requerida del Sistema, que se sustenta en una evaluación, análisis y criterios desarrollados en un estudio de planificación bajo normativas vigentes (PI 2025-2029). Asimismo, ello distorsiona los objetivos de la planificación de los sistemas de transmisión, siendo entre ello: i) el de prever las instalaciones técnicas-económicas necesarias para el sistema en la fecha que requiere el sistema y el cual se sustenta en un análisis eléctrico; y ii) asegurar la coherencia del análisis técnico-económico de la Alternativa seleccionada en su debido momento.*

*Asimismo, la NORMA TARIFAS define una metodología integral para la determinación de las Tarifas y Compensaciones aplicables a los SST y SCT. En ese contexto, el cálculo del Factor de Pérdidas Medias debe basarse en la información y los resultados obtenidos del PI 2025-2029. Por lo tanto, el proceso de cálculo del Factor de Pérdidas Medias debe considerar el archivo de Flujo de Potencia (modelamiento) que sustenta la aprobación del PI 2025-2029, sin efectuar actualizaciones a dicho modelamiento, conforme a lo establecido en el numeral 5.11 de la NORMA TARIFAS.”*

Por lo cual, se reitera que el proceso de cálculo de FPMd debe basarse en la información y los resultados obtenidos del PI 2025-2029. En ese sentido, el proceso de cálculo del Factor de Pérdidas Medias debe considerar el archivo de Flujo de Potencia (modelamiento) que sustenta la aprobación del PI 2025-2029, sin efectuar actualizaciones a dicho modelamiento, conforme a lo establecido en el numeral 5.11 de la NORMA TARIFAS.

En efecto, Osinergrmin, en cumplimiento de las funciones previstas en el numeral V) del literal a) del artículo 139 del RLCE es la entidad competente de la planificación de la expansión de los sistemas de transmisión que pertenecen a un área de demanda, con la aprobación del plan de inversiones, incorporando proyectos que se requieren y deben entrar en operación comercial dentro del periodo regulatorio.

Así, si el sistema eléctrico requiere de la ejecución de una inversión para determinado año, a efectos de atender las necesidades de la demanda y/o sostener la cargabilidad de instalaciones existentes en condiciones de calidad y confiabilidad, el Regulador no puede modificar artificialmente ese resultado técnico, para establecer que dicha inversión sea ejecutada en periodo posterior al que resulta necesario.

Por lo tanto, dado que la fijación de peajes y compensaciones no constituye la oportunidad para modificar el plan de inversiones ni analizar la reprogramación de las fechas previstas para la entrada en operación comercial de los proyectos aprobados, no corresponde pronunciarnos sobre lo solicitado por Electro Dunas.

### **Conclusión**

Por las razones explicadas en el análisis anterior, no se acoge esta opinión.

### A.15. Electro Sur Este S.A.A. (ELSE)

#### 1. COMPLETAR DATOS DE POTENCIA EN LA HOJA “POT\_COINC\_SEIN” DEL ARCHIVO DE FACTORES DE PÉRDIDAS

ELSE menciona que, de la revisión a la hoja “Pot\_Coinc\_SEIN” del archivo F\_500\_FactPerd\_AD10.xlsx, verifica que no se consigna información de la potencia coincidente con el SEIN, para el sistema de transmisión de ELSE, tal como muestra en la imagen siguiente.

Area	Sistema	TensionDems	Sistema	TensionDems	2025	2026	2027	2028	2029
10	Abancay, Andahuaylas, Chacapuente, Chuqubambilla y SER Cachim	DMAT A	Abancay, And	DMAT A	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
10	Abancay, Andahuaylas, Chacapuente, Chuqubambilla y SER Cachim	DMAT B	Abancay, And	DMAT B	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
10	Abancay, Andahuaylas, Chacapuente, Chuqubambilla y SER Cachim	DAT A	Abancay, And	DAT A	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
10	Abancay, Andahuaylas, Chacapuente, Chuqubambilla y SER Cachim	DAT B	Abancay, And	DAT B	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
10	Abancay, Andahuaylas, Chacapuente, Chuqubambilla y SER Cachim	DMT	Abancay, And	DMT	7.30	7.30	7.30	7.30	7.30
10	Cusco	DMAT A	Cusco	DMAT A	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
10	Cusco	DMAT B	Cusco	DMAT B	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
10	Cusco	DAT A	Cusco	DAT A	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
10	Cusco	DAT B	Cusco	DAT B	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
10	Cusco	DMT	Cusco	DMT	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
10	La Convención, Machupicchu y La Convención Rural	DMAT A	La Convenci	DMAT A	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
10	La Convención, Machupicchu y La Convención Rural	DMAT B	La Convenci	DMAT B	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
10	La Convención, Machupicchu y La Convención Rural	DAT A	La Convenci	DAT A	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
10	La Convención, Machupicchu y La Convención Rural	DAT B	La Convenci	DAT B	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
10	La Convención, Machupicchu y La Convención Rural	DMT	La Convenci	DMT	1.35	1.35	1.35	1.35	1.35
10	Puerto Maldonado, Mazuko y Puerto Maldonado Rural	DMAT A	Puerto Maldor	DMAT A	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
10	Puerto Maldonado, Mazuko y Puerto Maldonado Rural	DMAT B	Puerto Maldor	DMAT B	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
10	Puerto Maldonado, Mazuko y Puerto Maldonado Rural	DAT A	Puerto Maldor	DAT A	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
10	Puerto Maldonado, Mazuko y Puerto Maldonado Rural	DAT B	Puerto Maldor	DAT B	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
10	Puerto Maldonado, Mazuko y Puerto Maldonado Rural	DMT	Puerto Maldor	DMT	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
10	Sicuani, Chumbivilcas, Combapata, Sicuani Rural y SER Combapata	DMAT A	Sicuani, Chur	DMAT A	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
10	Sicuani, Chumbivilcas, Combapata, Sicuani Rural y SER Combapata	DMAT B	Sicuani, Chur	DMAT B	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
10	Sicuani, Chumbivilcas, Combapata, Sicuani Rural y SER Combapata	DAT A	Sicuani, Chur	DAT A	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
10	Sicuani, Chumbivilcas, Combapata, Sicuani Rural y SER Combapata	DAT B	Sicuani, Chur	DAT B	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
10	Sicuani, Chumbivilcas, Combapata, Sicuani Rural y SER Combapata	DMT	Sicuani, Chur	DMT	3.36	3.36	3.36	3.36	3.36
10	Valle Sagrado 1, 3 y SER Cachimayo Valle Sagrado 1, 3	DMAT A	Valle Sagrad	DMAT A	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
10	Valle Sagrado 1, 3 y SER Cachimayo Valle Sagrado 1, 3	DMAT B	Valle Sagrad	DMAT B	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
10	Valle Sagrado 1, 3 y SER Cachimayo Valle Sagrado 1, 3	DAT A	Valle Sagrad	DAT A	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
10	Valle Sagrado 1, 3 y SER Cachimayo Valle Sagrado 1, 3	DAT B	Valle Sagrad	DAT B	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
10	Valle Sagrado 1, 3 y SER Cachimayo Valle Sagrado 1, 3	DMT	Valle Sagrad	DMT	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
10	Valle Sagrado 2 y SER Quencoro Valle Sagrado 2	DMAT A	Valle Sagrad	DMAT A	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
10	Valle Sagrado 2 y SER Quencoro Valle Sagrado 2	DMAT B	Valle Sagrad	DMAT B	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
10	Valle Sagrado 2 y SER Quencoro Valle Sagrado 2	DAT A	Valle Sagrad	DAT A	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
10	Valle Sagrado 2 y SER Quencoro Valle Sagrado 2	DAT B	Valle Sagrad	DAT B	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
10	Valle Sagrado 2 y SER Quencoro Valle Sagrado 2	DMT	Valle Sagrad	DMT	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
10	Yauri y SER Tirtaya Yauri	DMAT A	Yauri y SER T	DMAT A	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
10	Yauri y SER Tirtaya Yauri	DMAT B	Yauri y SER T	DMAT B	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
10	Yauri y SER Tirtaya Yauri	DAT A	Yauri y SER T	DAT A	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
10	Yauri y SER Tirtaya Yauri	DAT B	Yauri y SER T	DAT B	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
10	Yauri y SER Tirtaya Yauri	DMT	Yauri y SER T	DMT	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Por las razones expuestas por ELSE, solicita al Osinerghmin completar los datos de potencia en la hoja Pot\_Coinc\_SEIN”, que han sido empleados para la determinación de las pérdidas de potencia.

#### Análisis de Osinerghmin

ELSE señala que en la hoja “Pot\_Coinc\_SEIN” del archivo “F\_500\_FactPerd\_AD10.xls”, no se ha consignado la información de la potencia coincidente con el SEIN (adjunta cuadro como sustento). Sin embargo, se ha identificado que la observación de ELSE se basa en una comparación incorrecta, ya que toma como referencia el cuadro correspondiente a los valores de Inyecciones de Potencia de las plantas de generación, ubicado entre las columnas “U-AB” de la mencionada hoja.

Es importante aclarar que la hoja “Pot\_Coinc\_SEIN” contiene los valores de potencia coincidente con el SEIN, los cuales están registrados por sistema eléctrico, nivel de tensión y año. De acuerdo con lo establecido en la NORMA TARIFAS, a los datos de Máxima Demanda Coincidente a Nivel del SEIN, registrados en el cuadro ubicado entre las columnas “K-R”, se descuentan los valores de Inyecciones de Potencia registrados en el cuadro ubicado entre las columnas “U-AB” (cuadro que ELSE toma incorrectamente como sustento de su opinión).

Como resultado, los valores de la potencia coincidente con el SEIN quedan registrados en el cuadro ubicado entre las columnas “A-H”, donde se presentan por sistema eléctrico, nivel de

tensión y año. Esta información es utilizada para la determinación de los FPMd. Por lo tanto, los valores que ELSE indica como no consignados sí se encuentran registrados y han sido considerados en el archivo "F\_500\_FactPerd\_AD10.xls", correspondiente a la etapa del Proyecto de Resolución del presente proceso.

**Conclusión**

Por las razones explicadas en el análisis anterior, no se acoge esta opinión.

**2. REVISAR LA ADECUADA CONSISTENCIA DE INFORMACIÓN DE PÉRDIDAS ENTRE LA HOJA "F504" Y LA INFORMACIÓN BASE DE LA HOJA "POT\_COINC\_SEIN"**

ELSE señala que, de la revisión a la hoja "F504" del archivo F\_500\_FactPerd\_AD10.xlsx, verifica que se consigna datos de pérdidas de potencia en la parte "Coincidente con máxima SEIN", cuando no se registran datos de potencia en la hoja Pot\_Coinc\_SEIN. Lo indicado muestra en la imagen siguiente.

PERDIDAS DE POTENCIA POR SISTEMAS (MW)									
AREA DE DEMANDA:		2025		2026		2027		2028	
SISTEMA ELÉCTRICO	Tipo pérdidas	PERDIDA PARA POT. MAX DE SISTEMA (1)	COINCIDENTE CON MAX. SEIN (2)	PERDIDA PARA POT. MAX DE SISTEMA (1)	COINCIDENTE CON MAX. SEIN (2)	PERDIDA PARA POT. MAX DE SISTEMA (1)	COINCIDENTE CON MAX. SEIN (2)	PERDIDA PARA POT. MAX DE SISTEMA (1)	COINCIDENTE CON MAX. SEIN (2)
Abancay, Andahuaylas, Chacapunte, Chuquibambilla y SER Cachimayo Abancay - Andahuaylas									
Transmisión MAT	Total	1.423	1.218	0.997	0.798	0.607	0.605	0.547	0.490
Transformación MATIAT	Fijas	0.045	0.045	0.050	0.081	0.079	0.080	0.082	0.082
	Variables	0.131	0.125	0.091	0.059	0.065	0.064	0.067	0.065
	Total	0.175	0.170	0.141	0.140	0.145	0.143	0.148	0.147
Transmisión AT	Total	2.005	1.900	0.094	0.081	0.102	0.088	0.101	0.087
Transformación ATMT	Fijas	0.030	0.030	0.029	0.030	0.030	0.031	0.030	0.030
	Variables	0.015	0.013	0.016	0.014	0.016	0.014	0.017	0.015
	Total	0.045	0.043	0.045	0.044	0.046	0.045	0.047	0.045

(...)

Además menciona que, de la información consignada en los cuadros enmarcados de rojo, verifica que las pérdidas de potencia se van reduciendo gradualmente con el paso de los años en el periodo 2025 – 2029, lo cual a manera de ejemplo, en MAT no resulta razonable toda vez que en el PI 2025–2029 no se aprobaron de 20 kV proyectos que cambien la topología de la red en este nivel de tensión, por lo que es recomendable revisar la información empleada y el traslado de las pérdidas del DigSilent al Excel. En efecto, en el PI 2025–2029, se aprobaron solo los siguientes elementos que no influyen en la topología a nivel de MAT.

PLAN DE INVERSIONES 2025-2029 (NUEVAS INSTALACIONES)						
Cuadro A10.1: Proyectos necesarios en el Periodo 2025-2029						
Área de Demanda 10						
Proyecto N°	Año previsto (*)	Titular	Proyecto	Instalación	Inversión USD (**)	
1	2025	ELSE	Celdas de Transformador de 138 kV y 33 kV	SET Quencoro	426 010	
2	2026	ELSE	Transformador de Potencia de 138/60/22.9 kV de 50/50/50 MVA	SET Cachimayo	1 380 486	
3	2026	ELSE	Transformador de Potencia de 138/22.9 kV de 20 MVA y celdas asociadas	SET Tintaya	1 461 628	
4	2028	ELSE	Renovación de Transformador de Potencia de 33/22.9/10 kV de 15 MVA	SET Oropeza	545 577	
5	2028	EGEMSA	Celdas de Transformador (3), Celda de Compensación (1), Celdas de Alimentador (5), Celda de Acoplamiento (1) y Celdas de Medición (2) de 10 kV	SET Dolorespata	1 008 363	
6	2029	ELSE	Reforzamiento de la LT 33 kV Quencoro - Oropeza de 11,44 km	Línea	156 472	
7	2029	ELSE	Renovación de Transformador de Potencia de 60/22.9 kV de 15 MVA y celdas asociadas	SET Chuquibambilla	972 274	
8	2029	ELSE	Renovación de Transformador de Potencia de 60/22.9 kV de 15 MVA y celdas asociadas	SET Chahuares	962 786	
9	2029	ELSE	Renovación de Transformador de Potencia de 60/22.9 kV de 15 MVA y celdas asociadas	SET Chacapunte	962 786	
10	2029	ELSE	Renovación de Celdas de Transformador de 60 kV, 22.9 kV y 13.2 kV	SET Andahuaylas	417 005	

Fuente. Página 30 del Informe N° 565-2024-GRT

Por las razones expuestas por ELSE, solicita al Osinerghmin completar los datos de potencia en la hoja Pot\_Coinc\_SEIN, que han sido empleados para la determinación de las pérdidas de

potencia, a fin de que las pérdidas obtenidas correspondan al resultado del DigSilent de la información base empleada. Asimismo, solicita al Osinerghmin que revise la información empleada y el correcto traslado de información de las pérdidas del DigSilent al Excel.

### **Análisis de Osinerghmin**

En relación con los datos de pérdidas de potencia consignados en las columnas correspondientes al escenario de Demanda Máxima Coincidente a Nivel SEIN (Coincidente con máxima SEIN) en el formato "F-504", lo señalado por ELSE es incorrecto. Esto se debe a que dichos datos no dependen directamente de los valores de la potencia coincidente con el SEIN que, en línea con el análisis de la opinión anterior, están correctamente registrados en el cuadro ubicado entre las columnas "A-H" de la hoja "Pot\_Coinc\_SEIN" y son utilizados para la determinación del FPMd. Los valores de pérdidas de potencia señalados por ELSE se obtienen de las hojas "BD\_Sein\_trafo", "BD\_Sein\_lineas", "BD\_Sist\_trafo" y "BD\_Sist\_lineas", donde se encuentran registrados los valores correspondientes a las pérdidas de potencia de los Elementos de transmisión y transformación. Estos valores se obtienen a partir de los flujos de potencia calculados en el archivo de Flujo de Potencia "BD PI 25-29 SEIN-GRT - AD10.pfd".

Respecto a la reducción gradualmente de las pérdidas de potencia en el nivel de MAT, que no resulta razonable para ELSE. Es importante señalar que en el Plan de Transmisión 2023-2032 (PT 2023-2032), elaborado por el COES, se aprobó el proyecto ITC "Enlace 138 kV Abancay Nueva - Andahuaylas, ampliaciones y subestaciones asociadas" para el Área de Demanda 10, con año 2026 como Fecha Requerida de Puesta Comercial, según lo indicado en la RM N° 459-2022-MINEM/DM. En consecuencia, se ha considerado en el modelamiento del archivo de Flujo de Potencia "BD PI 25-29 SEIN-GRT - AD10.pfd", el ingreso del proyecto a partir de dicho año, de manera coherente con lo reflejado en los archivos de Flujo de Potencia del COES correspondientes al PT 2023-2032 y PT 2025-2034, lo que explica la reducción de las pérdidas de potencia en MAT.

Por otro lado, respecto al correcto traslado de información de las pérdidas de potencia del archivo DigSILENT al archivo Excel, de la revisión a la coherencia de los valores de pérdidas de potencia, se identificó los mismos valores para los transformadores de la SET Huaro y Oropeza los años 2025, 2026 y 2027; debido a la similitud de su codificación en el modelamiento ("Tr3 Huaro" y "tr3 huaro"). En consecuencia, se ha actualizado el archivo de determinación de FPMd "F\_500\_FactPerd\_AD10.xls", asegurando el correcto traslado de los valores de pérdidas de potencia desde el archivo de Flujo de Potencia "BD PI 25-29 SEIN-GRT - AD10.pfd", al archivo de determinación de FPMd "F\_500\_FactPerd\_AD10.xls".

Cabe señalar que las variaciones de los valores de pérdidas de los elementos actualizados son mínimas, por lo que los valores del FPMd para el Área de Demanda 10 se mantienen dado que según la NORMA TARIFAS los FPMd son redondeados con 4 decimales.

### **Conclusión**

Por las razones explicadas en el análisis anterior, se acoge parcialmente esta opinión.

### **3. INCONSISTENCIA DE PÉRDIDAS DE POTENCIA ENTRE LOS RESULTADOS DEL DIGSILENT CON EL ARCHIVO EXCEL DE FACTORES DE PÉRDIDAS**

ELSE menciona que, de la revisión a las pérdidas de potencia por los elementos de transmisión que se obtiene del archivo del DigSilent "BD PI 25-29 SEIN-GRT-AD10.pfd", comparado con las pérdidas consignadas en el archivo F\_500\_FactPerd\_AD10.xlsx, verifican inconsistencias. En

efecto, verifica a continuación algunas diferencias para algunos elementos de transmisión, tanto para líneas como para transformadores.

Para líneas de transmisión

Señala que, del archivo del DigSilent “BD PI 25-29 SEIN-GRT-AD10.pfd” verifica que las pérdidas para el caso de la L6004 Chahuares - Kiteni, obtiene como pérdidas el valor de 3,68471 kW, tal como observa en el cuadro siguiente.

Name	Terminal i StaCubic	Terminal i Busbar	Terminal j StaCubic	Terminal j Busbar	u, Magnitude Terminal i in p.u.	u, Magnitude Terminal j in p.u.	Loading %	Losses kW
L-1015		MAZUK138		PMALD138	1.023800978	1.0182688125	22.2061	797.8726
L-1014(1)		SAN GABA...		MAZUK138	1.0180571926	1.023800978	22.7335	462.4706
L-6002(1)		MACHU060		DerV Smari(1)	1.036155574	1.008791487	32.2846	204.4448
Lne Combapata-Llusco		LLUSCO060		COMBA066	1.0029715649	1.0388683173	11.6134	117.1136
L-6002		Terminal(3)		DerV Smari	0.9935259572	1.0080976002	25.5021	87.74389
L-6006/2		Der_Cachi2		DerV-Pisac	0.9930907959	0.9744483184	17.2945	83.88478
L-3302_a		Terminal(4)		OROPE033	1.0401241184	1.0148162168	16.9071	68.01127
L-6001		COMBA066		SICUA066	1.0388683173	1.0194396449	18.2588	64.82743
L-3302B		OROPE033		HUARO033	1.0148162168	0.9854768496	12.9958	61.08315
L-6005/3		DCHUQ60		CHUBA060	1.0243871831	1.0038307058	8.2483	43.67438
Lne 138kV Pto Mald-Iberia		Iberia138(1)		PMALD138	1.0314446413	1.0182688125	8.7902	42.45521
L-6006/3		Der_Cachi		URUB60	0.9932461103	0.9813255321	15.0318	42.21067
L-6005/2		CHUAN060		DCHUQ60	1.01081342	1.0243871831	5.8166	22.35469
LT 33kV Paucart-Pillc		PAUCAR033		PILLCOPAT...	1.0073468048	0.9811853297	5.8333	20.88733
L-6004		Terminal(2)		CHAHU060	0.9926750413	0.9859524759	7.2607	19.15825
L-6005/1		ABANC060		DCHUQ60	1.0277903698	1.0243871831	13.1175	16.03839
L-6006/2(3)		DerV-Pisac		PAUCAR060	0.9744483184	0.9666292355	6.2315	15.48509
L-3302		QUEN33		Terminal(4)	1.0457256108	1.0401241184	16.8173	12.60186
Lne deriv3-quen	QUENCORO 138	QUENCOR0...		Pq Indus	0.9914903373	0.9763511819	14.4762	9.56236
L-6006/1(1)		Der_Cachi2		CACHI060	0.9930907959	0.9945048188	14.9816	6.59202
L-6006/1		Der_Cachi		CACHI060	0.9932461103	0.9945048188	14.8155	4.48498
L-6004(1)		CHAHU060		KITE060	0.9859524759	0.9829292404	2.6155	3.68471
Lne quilla-deriv(1)		URPI060		Terminal(3)	0.9928769952	0.9935259572	19.8410	3.56025
Lne smari - deriv(1)		DerV Smari(1)		SMARIO60	1.008791487	1.008431031	25.1131	2.44489
Lne smari - deriv		DerV Smari		SMARIO60	1.0080976002	1.008431031	25.3647	2.01534
Lt 33kV Pillcopa-Salvacion		PILLCOPAT...		SALVACION...	0.9811853297	0.9773403051	2.9135	1.22640
Lne quilla-deriv		URPI060		Terminal(2)	0.9928769952	0.9926750413	9.3391	0.63730
L-6006/2(1)		DerV-Pisac		PISAC060	0.9744483184	0.9743755157	10.5161	0.18100
L-6003		- ABANC060		- ANDHU060	0.	0.	0.	0.

Además, menciona que de la hoja BD\_Sist\_Lineas del archivo F\_500\_FactPerd\_AD10.xlsx, verifica que las pérdidas por la línea L6004 Chahuares - Kiteni, es de 5,5158 kW, tal como muestra en la imagen siguiente.

			Terminal i in MW	
L-6001	COMBA066	SICUA066	0.009020938	10
Lne Combapata-Llusco	LLUSCO060	COMBA066	0.141277685	10
L-3302	QUEN33	OROPE033	0.027387233	10
L-3302B	OROPE033	HUARO033	0.063848788	10
L-1007A	PtoConex2	CACHIMAYO	1.236446789	10
L-1039A	PtoConex1	ABANCAY 138	0.079980852	10
L-6003	ABANC060	ANDHU060	1.978008052	10
L-6005/1	ABANC060	DCHUQ60	0.016930779	10
L-6005/2	CHUAN060	DCHUQ60	0.021538896	10
L-6005/3	DCHUQ60	CHUBA060	0.04830913	10
L-6006/1	Der_Cachi	CACHI060	0.005887845	10
L-6006/1(1)	Der_Cachi2	CACHI060	0.005410246	10
L-6006/2	Der_Cachi2	DerV-Pisac	0.068839651	10
L-6006/2(1)	DerV-Pisac	PISAC060	0.000151332	10
L-6006/2(3)	DerV-Pisac	PAUCAR060	0.012468458	10
L-6006/3	Der_Cachi	URUB60	0.055329752	10
LT 33kV Paucart-Pille	PAUCAR033	PILLCOPATA	0.019121688	10
Lt 33kV Pillcopa-Salvacion	PILLCOPATA	SALVACION0	0.001086374	10
L-6002	Terminal(3)	DerV Smari	0.125757207	10
L-6002(1)	MACHU060	DerV Smari(1)	0.273753731	10
L-6004	Terminal(2)	CHAHU060	0.03183017	10
L-6004(1)	CHAHU060	KITE060	0.005515812	10

Que, de ambos cuadros mostrados de pérdidas de líneas de transmisión, observa una diferencia entre las pérdidas del DigSilent con las pérdidas del Excel F\_500\_FactPerd\_AD10.xlsx.

Ahora muestra las diferencias para el caso de los transformadores.

Para transformadores

ELSE señala que del archivo del DigSilent “BD PI 25-29 SEIN-GRT-AD10.pfd” verifica que las pérdidas para el caso del transformador de Huaro, obtiene como pérdidas el valor de 2,34 kW, tal como observa en el cuadro siguiente.

Name	MV-Side Busbar	LV-Side StaCubic	LV-Side Busbar	u, Magnitude HV-Side in p.u.	u, Magnitude MV-Side in p.u.	u, Magnitude LV-Side in p.u.	Maximum Loading %	Loading (HV) %	Loading (MV) %	Loading (LV) %	Losses (load) MW	Losses (no load) MW
tr3 chahuares	CHAHU023		CHAHU010	0.981286628	0.9860299041	0.980085660	21.60115	21.20721	0.00000	0.001977	0.0067239	
tr3 huaro	OROPE023		OROPE010	1.004498666	1.0371563886	1.040634402	20.38802	18.61967	20.38802	16.46364	0.001798	0.0034554
Tr3 Huaro	HUARO023		HUARO010	0.975819437	0.9926289812	0.994113688	39.9287	39.9287	18.69259	21.95985	0.002340	0.0031496
Tr3 sicua	SICUA023		SICUA010	1.002692018	1.003435337	1.	14.89233	9.55718	14.69233	5.442291	0.000887	0.0120003
Tr3 Uripipata-Quillabamba	URIP023		URIP010	0.987891208	1.0060770126	1.007801260	31.82138	31.82138	13.79877	31.0473	0.016143	0.0119660
Tr3 PAucartambo	PAUCAR023		PAUCAR023	0.976956839	1.0108442968	1.010296670	76.25546	36.51802	13.13008	76.25546	0.011873	0.0072684
TP Uubamba 19 MVA	URUB23		URUB10	0.990795670	1.0143430024	1.012518532	43.82316	28.35229	6.325916	43.82316	0.010836	0.0124524
tr3 cac_1371	- CACH033		QUENC011	0.974743518	1.0106267048	0.969908120	65.66127	49.48112	0.000000	65.66127	0.018262	0.0093448
tr3 cac_1371	CACH033		CACH010	0.9794341294	0.9968221472	0.9954759403	36.98113	18.75232	0.000000	36.98113	0.005994	0.0109095
Quencoro 25MVA	- CQEN033		QUENC011	0.974743518	1.015071065	0.969908120	56.07228	41.99716	0.000000	56.07228	0.027837	0.0206073
tr3 quillabamba												
tr3 que_1371(1)												
tr3 onoposa												
tr3 onope												
tr3 machup_8001												
tr3 com_1671												
tr3 chincheros												
tr3 cachim_8001(1)												
tr3 and_8001(1)												

Menciona que en la hoja BD\_Sist\_Trafos del archivo F\_500\_FactPerd\_AD10.xlsx, verifica que las pérdidas por el transformador de Huaro, es de 15,78 kW, tal como muestra en la imagen siguiente.

Nombre	Lado HV	Lado LV	Lado T	Pérdidas l²r Lado HV in MW	Pérdidas Nuclé Lado HV in MW	Area
Tr3 Combapata	COMBAPATA 138	COMBA066	COMBA024	0.021214711	0.016901835	10 :
Tr3 Llusco	LLUSCO060	LLUSCO023	LLUSCO010	0.016087939	0.008271831	10 :
Tr3 sicua	SICUA066	SICUA23	SICUA010	0.001158323	0.012003588	10 :
Tr3 Huaro	HUARO033	HUARO023	HUARO010	0.015787695	0.003248663	10 `
tr3 huaro	OROPE033	OROPE023	OROPE010	0.015787695	0.003248663	10 `
Tr3 Andahuay 20MVA	ANDHU060	ANDHU023	ANDHU013	0.001684195	0.016028039	10 `
tr3 abanc_8001 nuev	ABANCAY 138	ABANC060	ABANC013	0.130898571	0.044546512	10 `
tr3 chalh_8001	CHUAN060	CHUAN023	CHUAN010	0.004040961	0.006940988	10 `
tr3 chuq_8001	CHUBA060	CHUBA023	CHUBA010	0.009405777	0.006575067	10 `
TP Urubamba 19 MVA	URUB60	URUB23	URUB10	0.01546808	0.012684271	10 `
Tr3 PAucartambo	PAUCAR060	PAUCAR033	PAUCAR023	0.009949478	0.007523949	10 `
tr3 cac_1371	CACHIMAYO 138	CACHIO33	CACHIO10	0.005848253	0.011946907	10 `
tr3 cachim_8001	CACHIMAYO 138	CACHIO60	CACHIO23	0.110763118	0.01655111	10 `
tr3 pisac	PISAC060	PISAC023	PISAC010	0.009996841	0.007030161	10 `

Que, de ambos cuadros mostrados de pérdidas en transformadores, observa una diferencia entre las pérdidas del DigSilent con las pérdidas del Excel F\_500\_FactPerd\_AD10.xlsx.

Por las razones expuestas por ELSE, solicita al OSINERGHMIN revisar la correcta transferencia de los resultados del modelo DigSilent al archivo Excel, asegurando que las pérdidas de carga (kW) coincidan plenamente con los valores consignados en las hojas de cálculo empleadas para la determinación de los factores de pérdidas.

### **Análisis de Osinerghmin**

En relación con las inconsistencias señaladas por ELSE respecto a los valores de pérdidas de potencia entre los resultados obtenidos del DigSilent y el archivo Excel de FPMd, es importante señalar que ELSE no precisa a qué año dentro del periodo 2025-2029 ni a qué escenario (Demanda Máxima Coincidente a Nivel de SEIN o Demanda Máxima Coincidente a Nivel de SISTEMA) corresponden los valores de pérdidas de potencia que comparan y afirman presentan diferencias.

Sin embargo, tras la revisión detallada se observa lo siguiente:

i) En cuanto a las líneas de transmisión, la comparación realizada por ELSE no es correcta, ya que el valor de pérdidas de potencia indicado para la LT 60 kV Chahuares – Kiteni “L-6004(1)” de 3,68471 kW (0,00368471 MW), corresponde al año 2026 - escenario Demanda Máxima Coincidente a Nivel de SEIN, mientras que el valor de 0,005515812 MW utilizado en la comparación corresponde al año 2025 - escenario de Demanda Máxima Coincidente a Nivel SISTEMA.

ii) Respecto a los elementos de transformación, la comparación tampoco es apropiada, pues el valor de pérdidas de potencia  $I^2$  señalado para el transformador de la SET Huaro (“Tr3 Huaro”) de 2,34 kW (0,234 MW), corresponde al año 2025 - escenario Demanda Máxima Coincidente a Nivel de SEIN, mientras que el valor de 0,015787695 MW mencionado en la comparación corresponde al transformador de la SET Oropeza (“tr3 huaro”), año 2025 - escenario de Demanda Máxima Coincidente a Nivel SISTEMA.

Por lo tanto, se concluye que la comparación realizada en ambos casos no es coherente. Adicionalmente, se ha verificado que los valores de pérdidas de potencia de ambos casos coinciden con los resultados del archivo de Flujo de Potencia.

No obstante, como se indicó en el análisis de la opinión anterior, de la revisión a la coherencia de los valores de pérdidas de potencia, se identificó que se consideraron los mismos valores de pérdidas de potencia para los transformadores de la SET Huaro y Oropeza los años 2025, 2026 y 2027. En consecuencia, se ha actualizado el archivo de determinación de FPMd “F\_500\_FactPerd\_AD10.xls”, asegurando el correcto traslado de los valores de pérdidas de potencia desde el archivo de Flujo de Potencia “BD PI 25-29 SEIN-GRT - AD10.pfd”, al archivo de determinación de FPMd “F\_500\_FactPerd\_AD10.xls”.

Cabe señalar que las variaciones de los valores de pérdidas de los elementos actualizados son mínimas, por lo que los valores del FPMd para el Área de Demanda 10 se mantienen dado que según la NORMA TARIFAS los FPMd son redondeados con 4 decimales.

### **Conclusión**

Por las razones explicadas en el análisis anterior, se acoge parcialmente esta opinión.

## A.16. Empresa de Administración de Infraestructura Eléctrica S.A. (ADINELSA)

### 1. OPINIÓN Y SUGERENCIA N° 1: FACTORES ESTACIONALES DE ENERGÍA - AD6

ADINELSA señala que, Osinerghmin en el archivo "05-Tarifas-Rev\_2025\_2029\_6.xlsm" muestra los factores estacionales de energía en el formato F-502 que permiten desgregar la proyección de la demanda anual a periodos mensuales en el formato F-503. Sin embargo, verifica que dichos factores difieren de los factores determinados a partir de la información mensual del SICOM y del SICLI en el sistema eléctrico Paramonga.

Que, los factores estacionales que ADINELSA determino para el sistema eléctrico Paramonga, fue en base a la información de la demanda que se muestra en el SICOM y SICLI 2022, los cuales muestran a continuación.

Cuadro N° 1: Factores Estacionales de Energía propuestos por Adinelsa a partir del SICOM y del SICLI 2022 – Sistema Eléctrico Paramonga

SISTEMA ELÉCTRICO	MESES REPRESENTATIVOS											
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Set	Oct	Nov	Dic
<b>Paramonga</b>												
DMAT A	0.0833	0.0833	0.0833	0.0833	0.0833	0.0833	0.0833	0.0833	0.0833	0.0833	0.0833	0.0833
DMAT B	0.0833	0.0833	0.0833	0.0833	0.0833	0.0833	0.0833	0.0833	0.0833	0.0833	0.0833	0.0833
DAT A	0.0833	0.0833	0.0833	0.0833	0.0833	0.0833	0.0833	0.0833	0.0833	0.0833	0.0833	0.0833
DAT B	0.0833	0.0833	0.0833	0.0833	0.0833	0.0833	0.0833	0.0833	0.0833	0.0833	0.0833	0.0833
DMT	0.0811	0.0835	0.0895	0.0827	0.0775	0.0797	0.0799	0.0858	0.0903	0.0430	0.1022	0.1046

Fuente: F-502 presentado por Adinelsa

Los factores estacionales considerados por Osinerghmin son los siguientes (Cuadro N°2):

Cuadro N° 2: Factores Estacionales de Energía considerados por Osinerghmin – Sistema Eléctrico Paramonga

SISTEMA ELÉCTRICO	MESES REPRESENTATIVOS											
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Set	Oct	Nov	Dic
<b>Paramonga</b>												
DMAT A	0.0833	0.0833	0.0833	0.0833	0.0833	0.0833	0.0833	0.0833	0.0833	0.0833	0.0833	0.0833
DMAT B	0.0833	0.0833	0.0833	0.0833	0.0833	0.0833	0.0833	0.0833	0.0833	0.0833	0.0833	0.0833
DAT A	0.0807	0.0775	0.0846	0.0758	0.0866	0.0806	0.0814	0.0965	0.0848	0.0879	0.0768	0.0868
DAT B	0.0807	0.0775	0.0846	0.0758	0.0866	0.0806	0.0814	0.0965	0.0848	0.0879	0.0768	0.0868
DMT	0.0883	0.0804	0.0931	0.0832	0.0846	0.0984	0.0798	0.0817	0.0772	0.0764	0.0786	0.0782

Fuente: F-502 publicado por Osinerghmin

Por consiguiente, ADINELSA menciona que los factores estacionales de energía que Osinerghmin presenta no representan la estacionalidad mensual real del sistema eléctrico de Paramonga que componen el AD6.

Por lo que ADINELSA solicita que Osinerghmin considere los factores estacionales para el sistema eléctrico Paramonga presentados por ADINELSA, ya que dichos factores son coherentes con la demanda mensual reportada en el SICOM y SICLI para el año representativo 2022.

### **Análisis de Osinergmin**

Con relación a lo señalado, se ha verificado que, en el desglose de la demanda a registros mensuales, ADINELSA no consideró la base de datos del SICLI 2022 para la demanda de los usuarios libres del Área de Demanda 6.

Por ejemplo, ADINELSA consideró como clientes libres del sistema eléctrico Paramonga a "MINERA VICUS", "EMPRESA AGROINDUSTRIAL LA PUNTA" y "AGRÍCOLA SANTA AZUL". Sin embargo, según la validación realizada en el proceso regulatorio del PI 2025-2029 de la base de datos SICLI 2022, los clientes libres registrados para dicho sistema eléctrico son: "AGROINDUSTRIAS PARAMONGA", "QUIMPAC (PARAMONGA)", "ANTAMINA (PUERTO ANTAMINA)", "PANASA" y "CARTOPAC". Cabe señalar que estos clientes libres también se encuentran en el Formato F-100 del Área de Demanda 6 del PI 2025-2029.

Por lo tanto, los factores estacionales presentados por ADINELSA no son consistentes con los obtenidos de la base de datos SICOM 2022 y SICLI 2022, lo que implica que no reflejan la estacionalidad mensual del sistema eléctrico de Paramonga.

### **Conclusión**

Por las razones explicadas en el análisis anterior, no se acoge esta opinión.

## **2. OPINIÓN Y SUGERENCIA N° 2: FACTORES ESTACIONALES DE ENERGÍA - AD8**

ADINELSA señala que, Osinergmin en el archivo "05-Tarifas-Rev\_2025\_2029\_8.xlsm" muestra los factores estacionales de energía en el formato F-502 que permiten disgregar la proyección de la demanda anual a periodos mensuales en el formato F-503. Sin embargo, verifica que dichos factores difieren de los factores determinados a partir de la información mensual del SICOM y del SICLI para los sistemas eléctricos "Ica", "Nazca - Palpa - Puquio, Palpa Rural y Puquio Rural" y "Pisco".

Que, los factores estacionales que ADINELSA determino para los sistemas eléctricos "Ica", "Nazca - Palpa - Puquio, Palpa Rural y Puquio Rural" y "Pisco", fue en base a la información de la demanda que se muestra en el SICOM y SICLI 2022, los cuales se muestran a continuación.

Cuadro N° 3: Factores Estacionales de Energía propuestos por Adinelsa a partir del SICOM y del SICLI 2022

SISTEMA ELÉCTRICO	MESES REPRESENTATIVOS											
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Set	Oct	Nov	Dic
<b>Ica</b>												
DMAT A	0.0833	0.0833	0.0833	0.0833	0.0833	0.0833	0.0833	0.0833	0.0833	0.0833	0.0833	0.0833
DMAT B	0.0833	0.0833	0.0833	0.0833	0.0833	0.0833	0.0833	0.0833	0.0833	0.0833	0.0833	0.0833
DAT A	0.0884	0.0674	0.0939	0.0546	0.0488	0.0770	0.0788	0.1067	0.0871	0.1017	0.1077	0.0878
DAT B	0.0884	0.0674	0.0939	0.0546	0.0488	0.0770	0.0788	0.1067	0.0871	0.1017	0.1077	0.0878
DMT	0.0804	0.0766	0.0881	0.0830	0.0807	0.0801	0.0799	0.0803	0.0790	0.0883	0.0898	0.0939
<b>Nazca - Palpa - Puquio, Palpa Rural y Puquio Rural</b>												
DMAT A	0.0813	0.0694	0.0740	0.0818	0.0824	0.0847	0.0830	0.0856	0.0874	0.0903	0.0845	0.0956
DMAT B	0.0813	0.0694	0.0740	0.0818	0.0824	0.0847	0.0830	0.0856	0.0874	0.0903	0.0845	0.0956
DAT A	0.0767	0.0749	0.0789	0.0840	0.0801	0.0866	0.0872	0.0881	0.0867	0.0895	0.0848	0.0824
DAT B	0.0767	0.0749	0.0789	0.0840	0.0801	0.0866	0.0872	0.0881	0.0867	0.0895	0.0848	0.0824
DMT	0.0848	0.0803	0.0908	0.0854	0.0868	0.0853	0.0875	0.0901	0.0879	0.0914	0.0794	0.0504
<b>Pisco</b>												
DMAT A	0.0731	0.0719	0.0842	0.0837	0.0859	0.0851	0.0894	0.0847	0.0834	0.0880	0.0812	0.0894
DMAT B	0.0731	0.0719	0.0842	0.0837	0.0859	0.0851	0.0894	0.0847	0.0834	0.0880	0.0812	0.0894
DAT A	0.0829	0.0797	0.0885	0.0820	0.0856	0.0877	0.0903	0.0898	0.0878	0.0908	0.0755	0.0594
DAT B	0.0829	0.0797	0.0885	0.0820	0.0856	0.0877	0.0903	0.0898	0.0878	0.0908	0.0755	0.0594
DMT	0.0854	0.0803	0.0875	0.0807	0.0960	0.0817	0.0814	0.0803	0.0783	0.0807	0.0814	0.0864

Fuente: F-502 presentado por Adinelsa

Los factores estacionales considerados por Osinerghmin son los siguientes (Cuadro N°4):

Cuadro N° 4: Factores Estacionales de Energía considerados por Osinerghmin												
SISTEMA ELÉCTRICO	MESES REPRESENTATIVOS											
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Set	Oct	Nov	Dic
<b>Ica</b>												
DMAT A	0.0833	0.0833	0.0833	0.0833	0.0833	0.0833	0.0833	0.0833	0.0833	0.0833	0.0833	0.0833
DMAT B	0.0833	0.0833	0.0833	0.0833	0.0833	0.0833	0.0833	0.0833	0.0833	0.0833	0.0833	0.0833
DAT A	0.0833	0.0833	0.0833	0.0833	0.0833	0.0833	0.0833	0.0833	0.0833	0.0833	0.0833	0.0833
DAT B	0.0833	0.0833	0.0833	0.0833	0.0833	0.0833	0.0833	0.0833	0.0833	0.0833	0.0833	0.0833
DMT	0.0985	0.0875	0.0905	0.0814	0.0760	0.0682	0.0675	0.0750	0.0768	0.0866	0.0914	0.1006
<b>Nazca - Palpa - Puquio, Palpa Rural y Puquio Rural</b>												
DMAT A	0.0823	0.0728	0.0793	0.0835	0.0841	0.0860	0.0855	0.0887	0.0893	0.0927	0.0817	0.0741
DMAT B	0.0823	0.0728	0.0793	0.0835	0.0841	0.0860	0.0855	0.0887	0.0893	0.0927	0.0817	0.0741
DAT A	0.0733	0.0724	0.0818	0.0873	0.0783	0.0882	0.0881	0.0873	0.0863	0.0907	0.0839	0.0825
DAT B	0.0733	0.0724	0.0818	0.0873	0.0783	0.0882	0.0881	0.0873	0.0863	0.0907	0.0839	0.0825
DMT	0.0701	0.0718	0.0877	0.0848	0.0783	0.0859	0.0864	0.0834	0.0806	0.0907	0.0885	0.0919
<b>Pisco</b>												
DMAT A	0.0731	0.0719	0.0842	0.0837	0.0859	0.0851	0.0894	0.0847	0.0834	0.0880	0.0812	0.0894
DMAT B	0.0731	0.0719	0.0842	0.0837	0.0859	0.0851	0.0894	0.0847	0.0834	0.0880	0.0812	0.0894
DAT A	0.0858	0.0816	0.0781	0.0769	0.0860	0.0840	0.0868	0.0902	0.0876	0.0878	0.0823	0.0728
DAT B	0.0858	0.0816	0.0781	0.0769	0.0860	0.0840	0.0868	0.0902	0.0876	0.0878	0.0823	0.0728
DMT	0.0838	0.0788	0.0840	0.0739	0.1100	0.0823	0.0793	0.0795	0.0781	0.0798	0.0838	0.0866

Por consiguiente, ADINELSA menciona que los factores estacionales de energía que Osinerghmin presenta no representan la estacionalidad mensual real de los sistemas eléctricos "Ica", "Nazca - Palpa - Puquio, Palpa Rural y Puquio Rural" y "Pisco" que componen el AD8.

Por lo que ADINELSA solicita que Osinergrmin considere los factores estacionales para los sistemas eléctricos "Ica", "Nazca - Palpa - Puquio, Palpa Rural y Puquio Rural" y "Pisco" presentados por ADINELSA, ya que dichos factores son coherentes con la demanda mensual reportada en el SICOM y SICLI para el año representativo 2022.

### **Análisis de Osinergrmin**

Con relación a lo señalado, se ha verificado que, en el desglose de la demanda a registros mensuales, ADINELSA no consideró la base de datos del SICLI 2022 para la demanda de los usuarios libres del Área de Demanda 8.

Por ejemplo, ADINELSA ha considerado clientes libres en el nivel de tensión AT para el sistema eléctrico "Ica". Sin embargo, según la validación realizada en el proceso regulatorio del PI 2025-2029 de la base de datos SICLI 2022, dicho sistema eléctrico no cuenta con clientes libres en el nivel de tensión AT. Por otro lado, respecto a los sistemas eléctricos "Nazca - Palpa - Puquio, Palpa Rural y Puquio Rural" y "Pisco", la relación de clientes libres considerados por ADINELSA no corresponden con los clientes libres del PI 2025-2029. Cabe señalar que la totalidad de clientes libres considerados en cada sistema eléctrico también se encuentran en el Formato F-100 del Área de Demanda 8 del PI 2025-2029.

Por lo tanto, los factores estacionales presentados por ADINELSA no son consistentes con los obtenidos de la base de datos SICOM 2022 y SICLI 2022, lo que implica que no reflejan la estacionalidad mensual de los sistemas eléctricos indicados.

### **Conclusión**

Por las razones explicadas en el análisis anterior, no se acoge esta opinión.

### **3. OPINIÓN Y SUGERENCIA N° 3: FACTORES DE PÉRDIDAS – AD6**

ADINELSA menciona que, revisado el archivo "F\_500\_FactPerd\_AD06.xls" en las hojas denominadas "BD\_Sein\_trafo", "BD\_Sist\_trafo", "BD\_Sein\_lineas" y "BD\_Sist\_lineas", observa que Osinergrmin no considera los valores de la simulación de las pérdidas en transformadores (Pérdidas en el cobre y Pérdidas en el Hierro) y líneas de transmisión que se encuentran incluidas en los flujos de potencia del modelamiento "BD PI 25-29 SEIN-GRT – AD06.pfd".

Por lo que presentan los Cuadros N° 5 y 6 comparación de la simulación y lo publicado por Osinergrmin del archivo "BD PI 25-29 SEIN-GRT – AD6.pfd" respecto a las pérdidas en las Líneas y Transformadores para los estudios de casos "Sistema" (01 Max SIST) y "SEIN" (02 Max SEIN). En tal sentido, en la columna "Simulación" se ha incorporado las pérdidas que el Osinergrmin debe recoger; las cuales son coherentes con los resultados del archivo de simulación publicados. Por ende, solicita al Osinergrmin recoger los resultados de dicha columna para la etapa de Publicación de la Resolución de la Fijación de Peajes.

Cuadro N° 5: Comparación de Pérdidas – Transformadores AD6

ID	Nombre	Lado HV	Lado LV	Lado T	Mod/Tension	Año	SMB						SISTEMA						
							Publicado		Simulado		Publicado		Simulado		Publicado		Simulado		
							Pérdidas P2r												
							Lado HV in MW	Lado LV in MW	Lado HV in MW	Lado LV in MW	Lado HV in MW	Lado LV in MW	Lado HV in MW	Lado LV in MW	Lado HV in MW	Lado LV in MW	Lado HV in MW	Lado LV in MW	
1	ANCCON	B01_ANC	ANCN00	B01_ANC	ATMT	2025	0.01193933	0.02152442	0.01193933	0.02152442	0.01193933	0.02152442	0.01193933	0.02152442	0.01193933	0.02152442	0.01193933	0.02152442	
2	ANCCON	B02_ANC	ANCN00	B02_ANC	ATMT	2025	0.01014285	0.01221261	0.01014285	0.01221261	0.01014285	0.01221261	0.01014285	0.01221261	0.01014285	0.01221261	0.01014285	0.01221261	
3	Andahuasi	ANDAHUAS	ANDAHUAS01	ANDAHUAS	ATMT	2025	0.00182095	0.00890607	0.00182095	0.00890607	0.00182095	0.00890607	0.00182095	0.00890607	0.00182095	0.00890607	0.00182095	0.00890607	
4	Andahuasi	ANDAHUAS	ANDAHUAS02	ANDAHUAS	ATMT	2025	0.00202714	0.00864502	0.00202714	0.00864502	0.00202714	0.00864502	0.00202714	0.00864502	0.00202714	0.00864502	0.00202714	0.00864502	
5	AF10-216	PARAMONK	PARAMONK01	PARAMONK	MATAT	2025	0.04251682	0.04941285	0.04251682	0.04941285	0.04251682	0.04941285	0.04251682	0.04941285	0.04251682	0.04941285	0.04251682	0.04941285	
6	BARIS TR01	BARIS IDA	BARIS IDA	BARIS IDA	ATMT	2025	0.02874726	0.05818765	0.02874726	0.05818765	0.02874726	0.05818765	0.02874726	0.05818765	0.02874726	0.05818765	0.02874726	0.05818765	
7	BARIS TR02	BARIS IDA	BARIS IDA	BARIS IDA	ATMT	2025	0.01992513	0.02152442	0.01992513	0.02152442	0.01992513	0.02152442	0.01992513	0.02152442	0.01992513	0.02152442	0.01992513	0.02152442	
8	BARIS TR03	BARIS IDA	BARIS IDA	BARIS IDA	ATMT	2025	0.02004038	0.02857179	0.02004038	0.02857179	0.02004038	0.02857179	0.02004038	0.02857179	0.02004038	0.02857179	0.02004038	0.02857179	
9	BARIS TR04	BARIS IDA	BARIS IDA	BARIS IDA	ATMT	2025	0.04170444	0.06812098	0.04170444	0.06812098	0.04170444	0.06812098	0.04170444	0.06812098	0.04170444	0.06812098	0.04170444	0.06812098	
10	BARIS TR05	BARIS IDA	BARIS IDA	BARIS IDA	ATMT	2025	0.02004038	0.02857179	0.02004038	0.02857179	0.02004038	0.02857179	0.02004038	0.02857179	0.02004038	0.02857179	0.02004038	0.02857179	
11	SAN TAMAR	B01_SAN	SANTA ROSA ANTI	B01_SAN	ATMT	2025	0.06143532	0.05413643	0.06143532	0.05413643	0.06143532	0.05413643	0.06143532	0.05413643	0.06143532	0.05413643	0.06143532	0.05413643	
12	SAN TAMAR	B02_SAN	SANTA ROSA ANTI	B02_SAN	ATMT	2025	0.04411278	0.02639918	0.04411278	0.02639918	0.04411278	0.02639918	0.04411278	0.02639918	0.04411278	0.02639918	0.04411278	0.02639918	
13	SAN TAMAR	B03_SAN	SANTA ROSA ANTI	B03_SAN	ATMT	2025	0.04411278	0.02639918	0.04411278	0.02639918	0.04411278	0.02639918	0.04411278	0.02639918	0.04411278	0.02639918	0.04411278	0.02639918	
14	SAN TAMAR	B04_SAN	SANTA ROSA ANTI	B04_SAN	ATMT	2025	0.04011309	0.03611215	0.04011309	0.03611215	0.04011309	0.03611215	0.04011309	0.03611215	0.04011309	0.03611215	0.04011309	0.03611215	
15	SAN TARCOS	SANTA ROSA	B02_SANTA ROSA ANTI	B02_SANTA ROSA ANTI	ATMT	2025	0.04212588	0.03610974	0.04212588	0.03610974	0.04212588	0.03610974	0.04212588	0.03610974	0.04212588	0.03610974	0.04212588	0.03610974	
16	SAN TARCOS	SANTA ROSA	B03_SANTA ROSA ANTI	B03_SANTA ROSA ANTI	ATMT	2025	0.06841442	0.05249102	0.06841442	0.05249102	0.06841442	0.05249102	0.06841442	0.05249102	0.06841442	0.05249102	0.06841442	0.05249102	
17	SAN TARCOS	SANTA ROSA	B04_SANTA ROSA ANTI	B04_SANTA ROSA ANTI	ATMT	2025	0.07187416	0.05245319	0.07187416	0.05245319	0.07187416	0.05245319	0.07187416	0.05245319	0.07187416	0.05245319	0.07187416	0.05245319	
18	SIJUP	B01_SIJUP	SIJUP	B01_SIJUP	ATMT	2025	0.05312202	0.05248899	0.05312202	0.05248899	0.05312202	0.05248899	0.05312202	0.05248899	0.05312202	0.05248899	0.05312202	0.05248899	
19	SIJUP	B02_SIJUP	SIJUP	B02_SIJUP	ATMT	2025	0.01992522	0.01992522	0.01992522	0.01992522	0.01992522	0.01992522	0.01992522	0.01992522	0.01992522	0.01992522	0.01992522	0.01992522	0.01992522
20	SVC CHAVARRA	CHAVARRA	CHAVARRA	CHAVARRA	SVC	ATMT	0.04812882	0.02019884	0.04812882	0.02019884	0.04812882	0.02019884	0.04812882	0.02019884	0.04812882	0.02019884	0.04812882	0.02019884	
21	T13-261	PARAMONK	PARAMONK01	PARAMONK	MATAT	2025	0.00389076	0.02133157	0.00389076	0.02133157	0.00389076	0.02133157	0.00389076	0.02133157	0.00389076	0.02133157	0.00389076	0.02133157	
22	T18-261	PARAMONK	PARAMONK02	PARAMONK	MATAT	2025	0.00389076	0.02133157	0.00389076	0.02133157	0.00389076	0.02133157	0.00389076	0.02133157	0.00389076	0.02133157	0.00389076	0.02133157	
23	CHAVARRA	CHAVARRA	CHAVARRA	CHAVARRA	CHAVARRA	ATMT	0.07403432	0.04814627	0.07403432	0.04814627	0.07403432	0.04814627	0.07403432	0.04814627	0.07403432	0.04814627	0.07403432	0.04814627	
24	CHAVARRA	CHAVARRA	CHAVARRA	CHAVARRA	CHAVARRA	ATMT	0.11422851	0.09843878	0.11422851	0.09843878	0.11422851	0.09843878	0.11422851	0.09843878	0.11422851	0.09843878	0.11422851	0.09843878	
25	CHILLON	CHELLON	CHELLON	CHELLON	ATMT	2026	0.00008971	0.01385143	0.00008971	0.01385143	0.00008971	0.01385143	0.00008971	0.01385143	0.00008971	0.01385143	0.00008971	0.01385143	
26	CHILLON	CHELLON	CHELLON	CHELLON	ATMT	2026	0.04518069	0.20192049	0.04518069	0.20192049	0.04518069	0.20192049	0.04518069	0.20192049	0.04518069	0.20192049	0.04518069	0.20192049	0.04518069
27	CHILLON	CHELLON	CHELLON	CHELLON	ATMT	2026	0.07627192	0.08989780	0.07627192	0.08989780	0.07627192	0.08989780	0.07627192	0.08989780	0.07627192	0.08989780	0.07627192	0.08989780	0.08989780
28	COMAS	B01_COMAS	COMAS	B01_COMAS	ATMT	2026	0.01425152	0.02894402	0.01425152	0.02894402	0.01425152	0.02894402	0.01425152	0.02894402	0.01425152	0.02894402	0.01425152	0.02894402	0.02894402
29	COMAS	B02_COMAS	COMAS	B02_COMAS	ATMT	2026	0.01203396	0.02482794	0.01203396	0.02482794	0.01203396	0.02482794	0.01203396	0.02482794	0.01203396	0.02482794	0.01203396	0.02482794	0.02482794
30	FLADEL	B01_FLADEL	FLADEL	B01_FLADEL	ATMT	2026	0.03459849	0.03159540	0.03459849	0.03159540	0.03459849	0.03159540	0.03459849	0.03159540	0.03459849	0.03159540	0.03459849	0.03159540	0.03159540
31	FLADEL	B02_FLADEL	FLADEL	B02_FLADEL	ATMT	2026	0.03459849	0.03159540	0.03459849	0.03159540	0.03459849	0.03159540	0.03459849	0.03159540	0.03459849	0.03159540	0.03459849	0.03159540	0.03159540
32	HUACHO	B01_HUACHO	HUACHO	B01_HUACHO	ATMT	2026	0.02982118	0.01792340	0.02982118	0.01792340	0.02982118	0.01792340	0.02982118	0.01792340	0.02982118	0.01792340	0.02982118	0.01792340	0.01792340
33	HUACHO	B02_HUACHO	HUACHO	B02_HUACHO	ATMT	2026	0.02543985	0.03296146	0.02543985	0.03296146	0.02543985	0.03296146	0.02543985	0.03296146	0.02543985	0.03296146	0.02543985	0.03296146	0.03296146
34	HUACHO	B03_HUACHO	HUACHO	B03_HUACHO	ATMT	2026	0.02269112	0.01263900	0.02269112	0.01263900	0.02269112	0.01263900	0.02269112	0.01263900	0.02269112	0.01263900	0.02269112	0.01263900	0.01263900
35	T Cucos 06	CUCOS06	CUCOS06	CUCOS06	ATMT	2026	0.06622224	0.03110752	0.06622224	0.03110752	0.06622224	0.03110752	0.06622224	0.03110752	0.06622224	0.03110752	0.06622224	0.03110752	0.03110752
36	T Cucos 07	CUCOS07	CUCOS07	CUCOS07	ATMT	2026	0.03881847	0.03188798	0.03881847	0.03188798	0.03881847	0.03188798	0.03881847	0.03188798	0.03881847	0.03188798	0.03881847	0.03188798	0.03188798
37	T Cucos 08	CUCOS08	CUCOS08	CUCOS08	ATMT	2026	0.04652012	0.04830866	0.04652012	0.04830866	0.04652012	0.04830866	0.04652012	0.04830866	0.04652012	0.04830866	0.04652012	0.04830866	0.04830866
38	SANTAROS	SANTA ROSA	B01_SANTA ROSA ANTI	B01_SANTA ROSA ANTI	ATMT	2027	0.04813529	0.03480563	0.04813529	0.03480563	0.04813529	0.03480563	0.04813529	0.03480563	0.04813529	0.03480563	0.04813529	0.03480563	0.03480563
39	SANTAROS	SANTA ROSA	B02_SANTA ROSA ANTI	B02_SANTA ROSA ANTI	ATMT	2027	0.07976056	0.05062860	0.07976056	0.05062860	0.07976056	0.05062860	0.07976056	0.05062860	0.07976056	0.05062860	0.07976056	0.05062860	0.05062860
40	SANTAROS	SANTA ROSA	B03_SANTA ROSA ANTI	B03_SANTA ROSA ANTI	ATMT	2027	0.08335821	0.05059193	0.08335821	0.05059193	0.08335821	0.05059193	0.08335821	0.05059193	0.08335821	0.05059193	0.08335821	0.05059193	0.05059193
41	SINCHI ROCA	B02_SINCHI	C/SARVA	B02_SINCHI	ATMT	2027	0.06089314	0.02733404	0.06089314	0.02733404	0.06089314	0.02733404	0.06089314	0.02733404	0.06089314	0.02733404	0.06089314	0.02733404	0.02733404
42	SIJUP TR01	SIJUP IDA	SIJUP IDA	SIJUP IDA	ATMT	2027	0.05142941	0.05221637	0.05142941	0.05221637	0.05142941	0.05221637	0.05142941	0.05221637	0.05142941	0.05221637	0.05142941	0.05221637	0.05221637
43	SIJUP TR02	SIJUP IDA	SIJUP IDA	SIJUP IDA	ATMT	2027	0.01702197	0.01702197	0.01702197	0.01702197	0.01702197	0.01702197	0.01702197	0.01702197	0.01702197	0.01702197	0.01702197	0.01702197	0.01702197
44	SVC CHAVARRA	CHAVARRA	CHAVARRA	CHAVARRA	SVC	ATMT	0.00000009	0.00000000	0.00000009	0.00000000	0.00000009	0.00000000	0.00000009	0.00000000	0.00000009	0.00000000	0.00000009	0.00000000	0.00000000
45	T13-261	PARAMONK	PARAMONK01	PARAMONK	MATAT	2027	0.00225272	0.02154864	0.00225272	0.02154864	0.00225272	0.02154864	0.00225272	0.02154864	0.00225272	0.02154864	0.00225272	0.02154864	0.02154864
46	T18-261	PARAMONK	PARAMONK02	PARAMONK	MATAT	2027	0.00225272	0.02154864	0.00225272	0.02154864	0.00225272	0.02154864	0.00225272	0.02154864	0.00225272	0.02154864	0.00225272	0.02154864	0.02154864
47	CHAVARRA	CHAVARRA	CHAVARRA	CHAVARRA															

Cuadro N° 6: Comparación de Pérdidas – Líneas AD6

ID	Nombre	Terminal i	Terminal j	Tensión kV	Nivel Tensión	Año	SEIN		SISTEMA	
							Publicado	Simulado	Publicado	Simulado
							Diferencia (Publicado-Terminal) en MW	Pérdidas (Publicado-Terminal) en MW	Diferencia (Publicado-Terminal) en MW	Pérdidas (Publicado-Terminal) en MW
1	Derey Ciudadela	Derey 2	SE01 CAJAVILLA 60	60	AT	2025	0.00400228	0.00401033	0.00001706	0.00437108
2	Derey Ciudadela(7)	Derey 1	SE01 CAJAVILLA 60	60	AT	2025	0.00000144	0.00000144	0.00000000	0.00000000
3	L. Granda_Chas_A1	Terminal501	JGRANCA 60	60	AT	2025	0.04889190	0.04889190	0.04200512	0.04200512
4	L. Granda_Chas_A2	Terminal502	Terminal501	60	AT	2025	0.00000000	0.00000000	0.00000000	0.00000000
5	L. Granda_Chas_S0	Terminal503	Terminal502	60	AT	2025	0.00000000	0.00000000	0.00000000	0.00000000
6	L. Granda_Chas_S2	Terminal504	Terminal503	60	AT	2025	0.01102493	0.01102493	0.00000000	0.00000000
7	L. Granda_Mto_A1	Terminal505	Terminal504	60	AT	2025	0.00438233	0.00438233	0.00000000	0.00000000
8	L. Granda_Mto_A2	Terminal506	Terminal505	60	AT	2025	0.00135811	0.00135811	0.00000000	0.00000000
9	L. Granda_Mto_S1	Terminal507	Terminal506	60	AT	2025	0.00031527	0.00031527	0.00000000	0.00000000
101	L-2114_A	0_2114	BRACOR 220kV	220	MBT	2025	0.10011060	0.10011060	0.18001888	0.18001888
102	L-2114_S	0_2114	MALVINAS 220kV	220	MBT	2025	0.02089416	0.02089416	0.03000000	0.03000000
103	L-2115_A	0_2115	BRACOR 220kV	220	MBT	2025	0.10011060	0.10011060	0.18001888	0.18001888
104	L-2115_S	0_2115	MALVINAS 220kV	220	MBT	2025	0.02089416	0.02089416	0.03000000	0.03000000
105	0-613	SE01 TACNA 60	SANDA ROSA ANTEQUA 60kV_2	60	AT	2025	0.00181215	0.00181215	0.00000000	0.00000000
106	L-614	SE01 TACNA 60	SANDA ROSA NUEVA 60kV	60	AT	2025	0.00002780	0.00002780	0.00000000	0.00000000
107	0-615	SE01 PERUWIC 60	SE01 PERUWIC 60	60	AT	2025	0.00000000	0.00000000	0.00000000	0.00000000
108	0-615S	SE01 PERUWIC 60	MALVINAS 60kV	60	AT	2025	0.00182339	0.00182339	0.00000000	0.00000000
109	0-616_A	Terminal508	SE01 MARANGA 60	60	AT	2025	0.10453033	0.10453033	0.10000000	0.10000000
110	0-616_S	SE01 MARANGA 60kV	Terminal508	60	AT	2025	0.01009410	0.01009410	0.01178285	0.01178285
111	0-617	CHIVARRA 60kV	SE01 TOROS VALLE 60	60	AT	2025	0.00072262	0.00072262	0.14000000	0.14000000
112	0-618	CHIVARRA 60kV	Santa Catalina	60	AT	2025	0.00176291	0.00176291	0.11512077	0.11512077
113	0-623_A	Terminal509	SA-025 000	60	AT	2025	0.10000000	0.10000000	0.00000000	0.00000000
114	0-623_S	SE01 SANTA MARINA 60	Terminal509	60	AT	2025	0.00117003	0.00117003	0.00100000	0.00100000
119	0-641_A	Terminal510	SE01 MARANGA 60	60	AT	2025	0.11131168	0.11131168	0.11688221	0.11688221
120	0-641_S	SE01 MARANGA 60	Terminal510	60	AT	2025	0.00023647	0.00023647	0.00000000	0.00000000
126	0-645_A	SE01 MARANGA 60	Terminal511	60	AT	2025	0.00000000	0.00000000	0.00000000	0.00000000
127	0-645_S	SE01 MARANGA 60	Terminal511	60	AT	2025	0.00000000	0.00000000	0.00000000	0.00000000
128	0-646_A	KR02Z SA-SACRE 60kV	Terminal512	60	AT	2025	0.04001907	0.04001907	0.00000000	0.00000000
129	0-646_S	Terminal512	SE01 PERUWIC 60	60	AT	2025	0.00154991	0.00154991	0.01221618	0.01221618
130	0-650	SE01 VENTANILLA 60	JARULLAL 60kV	60	AT	2025	0.00118143	0.00118143	0.00000000	0.00000000
201	0-651	PRAPILLA 60	SE01 VENTANILLA 60	60	AT	2025	0.00000000	0.00000000	0.24000000	0.24000000
202	0-652	CHILLON 60kV	PRAPILLA 60	60	AT	2025	0.12001707	0.12001707	0.10000000	0.10000000
203	0-653_A	Terminal513	CHILLON 60kV	60	AT	2025	0.12001707	0.12001707	0.10000000	0.10000000
204	0-653_S	SE01 OQUEENDO 60	Terminal513	60	AT	2025	0.00434435	0.00434435	0.00000000	0.00000000
205	0-654_A	CHILLON 60kV	Terminal514	60	AT	2025	0.01748021	0.01748021	0.13001777	0.13001777
206	0-655_A	Terminal515	SE01 INFANTES 60	60	AT	2025	0.32000000	0.32000000	0.30000000	0.30000000
207	0-655_S	CHILLON 60kV	Terminal515	60	AT	2025	0.00127059	0.00127059	0.00000000	0.00000000
208	0-656_A	SE01 OQUEENDO 60kV	Terminal516	60	AT	2025	0.00000000	0.00000000	0.00000000	0.00000000
209	0-656_S	SE01 OQUEENDO 60kV	Terminal516	60	AT	2025	0.00000000	0.00000000	0.00000000	0.00000000
210	0-657_A	Terminal517	SE01 MARANGA 60	60	AT	2025	0.00000000	0.00000000	0.00000000	0.00000000
211	0-657_S	Terminal517	SE01 MARANGA 60	60	AT	2025	0.00000000	0.00000000	0.00000000	0.00000000
212	0-658_A	Terminal518	SE01 MARANGA 60	60	AT	2025	0.00000000	0.00000000	0.00000000	0.00000000
213	0-658_S	Terminal518	SE01 MARANGA 60	60	AT	2025	0.00000000	0.00000000	0.00000000	0.00000000
214	0-659_A	Terminal519	SE01 SANTA MARINA 60	60	AT	2025	0.01000000	0.01000000	0.00000000	0.00000000
215	0-659_S	Terminal519	SE01 SANTA MARINA 60	60	AT	2025	0.00000000	0.00000000	0.00000000	0.00000000
216	0-660_A	KR02Z SA-SACRE 60kV	Terminal520	60	AT	2025	0.00000000	0.00000000	0.00000000	0.00000000
217	0-660_S	Terminal520	SE01 PERUWIC 60	60	AT	2025	0.00000000	0.00000000	0.00000000	0.00000000
218	0-661_A	Terminal521	SE01 MARANGA 60	60	AT	2025	0.00000000	0.00000000	0.00000000	0.00000000
219	0-661_S	Terminal521	SE01 MARANGA 60	60	AT	2025	0.00000000	0.00000000	0.00000000	0.00000000
220	0-662_A	Terminal522	SE01 MARANGA 60	60	AT	2025	0.00000000	0.00000000	0.00000000	0.00000000
221	0-662_S	Terminal522	SE01 MARANGA 60	60	AT	2025	0.00000000	0.00000000	0.00000000	0.00000000
222	0-663_A	Terminal523	SE01 MARANGA 60	60	AT	2025	0.00000000	0.00000000	0.00000000	0.00000000
223	0-663_S	Terminal523	SE01 MARANGA 60	60	AT	2025	0.00000000	0.00000000	0.00000000	0.00000000
224	0-664_A	Terminal524	SE01 MARANGA 60	60	AT	2025	0.00000000	0.00000000	0.00000000	0.00000000
225	0-664_S	Terminal524	SE01 MARANGA 60	60	AT	2025	0.00000000	0.00000000	0.00000000	0.00000000
226	0-665_A	Terminal525	SE01 MARANGA 60	60	AT	2025	0.00000000	0.00000000	0.00000000	0.00000000
227	0-665_S	Terminal525	SE01 MARANGA 60	60	AT	2025	0.00000000	0.00000000	0.00000000	0.00000000
228	0-666_A	Terminal526	SE01 MARANGA 60	60	AT	2025	0.00000000	0.00000000	0.00000000	0.00000000
229	0-666_S	Terminal526	SE01 MARANGA 60	60	AT	2025	0.00000000	0.00000000	0.00000000	0.00000000
230	0-667_A	Terminal527	SE01 MARANGA 60	60	AT	2025	0.00000000	0.00000000	0.00000000	0.00000000
231	0-667_S	Terminal527	SE01 MARANGA 60	60	AT	2025	0.00000000	0.00000000	0.00000000	0.00000000
232	0-668_A	Terminal528	SE01 MARANGA 60	60	AT	2025	0.00000000	0.00000000	0.00000000	0.00000000
233	0-668_S	Terminal528	SE01 MARANGA 60	60	AT	2025	0.00000000	0.00000000	0.00000000	0.00000000
234	0-669_A	Terminal529	SE01 MARANGA 60	60	AT	2025	0.00000000	0.00000000	0.00000000	0.00000000
235	0-669_S	Terminal529	SE01 MARANGA 60	60	AT	2025	0.00000000	0.00000000	0.00000000	0.00000000
236	0-670_A	Terminal530	SE01 MARANGA 60	60	AT	2025	0.00000000	0.00000000	0.00000000	0.00000000
237	0-670_S	Terminal530	SE01 MARANGA 60	60	AT	2025	0.00000000	0.00000000	0.00000000	0.00000000
238	0-671_A	Terminal531	SE01 MARANGA 60	60	AT	2025	0.00000000	0.00000000	0.00000000	0.00000000
239	0-671_S	Terminal531	SE01 MARANGA 60	60	AT	2025	0.00000000	0.00000000	0.00000000	0.00000000
240	0-672_A	Terminal532	SE01 MARANGA 60	60	AT	2025	0.00000000	0.00000000	0.00000000	0.00000000
241	0-672_S	Terminal532	SE01 MARANGA 60	60	AT	2025	0.00000000	0.00000000	0.00000000	0.00000000
242	0-673_A	Terminal533	SE01 MARANGA 60	60	AT	2025	0.00000000	0.00000000	0.00000000	0.00000000
243	0-673_S	Terminal533	SE01 MARANGA 60	60	AT	2025	0.00000000	0.00000000	0.00000000	0.00000000
244	0-674_A	Terminal534	SE01 MARANGA 60	60	AT	2025	0.00000000	0.00000000	0.00000000	0.00000000
245	0-674_S	Terminal534	SE01 MARANGA 60	60	AT	2025	0.00000000	0.00000000	0.00000000	0.00000000
246	0-675_A	Terminal535	SE01 MARANGA 60	60	AT	2025	0.00000000	0.00000000	0.00000000	0.00000000
247	0-675_S	Terminal535	SE01 MARANGA 60	60	AT	2025	0.00000000	0.00000000	0.00000000	0.00000000
248	0-676_A	Terminal536	SE01 MARANGA 60	60	AT	2025	0.00000000	0.00000000	0.00000000	0.00000000
249	0-676_S	Terminal536	SE01 MARANGA 60	60	AT	2025	0.00000000	0.00000000	0.00000000	0.00000000
250	0-677_A	Terminal537	SE01 MARANGA 60	60	AT	2025	0.00000000	0.00000000	0.00000000	0.00000000
251	0-677_S	Terminal537	SE01 MARANGA 60	60	AT	2025	0.00000000	0.00000000	0.00000000	0.00000000
252	0-678_A	Terminal538	SE01 MARANGA 60	60	AT	2025	0.00000000	0.00000000	0.00000000	0.00000000
253	0-678_S	Terminal538	SE01 MARANGA 60	60	AT	2025	0.00000000	0.00000000	0.00000000	0.00000000
254	0-679_A	Terminal539	SE01 MARANGA 60	60	AT	2025	0.00000000	0.00000000	0.00000000	0.00000000
255	0-679_S									

ADINELSA) para los escenarios de Demanda Máxima Coincidente a Nivel SEIN y Demanda Máxima Coincidente a Nivel SISTEMA.

Sin embargo, se ha verificado que los valores consignados por ADINELSA en las columnas "Simulado" no corresponden con los resultados obtenidos del archivo de Flujo de Potencia "BD PI 25-29 SEIN-GRT - AD06.pfd" que sustenta los valores de pérdidas de potencia utilizados para la determinación del FPMd en el archivo "F\_500\_FactPerd\_AD06" correspondiente a la etapa del Proyecto de Resolución del presente proceso. Por lo tanto, la comparación presentada por ADINELSA no es válida y las diferencias identificadas no presentan sustento.

Por ejemplo, en el caso del Elemento "BARSÍ\_TR2", ADINELSA indica que el valor de las Pérdidas  $I^2R$  obtenido del archivo de Flujo de Potencia (columna "Simulado") para el caso SISTEMA del año 2025 es del orden de 0,02361879 MW. Sin embargo, como se muestra en la imagen el valor que se indica, resultado del flujo de carga del archivo de Flujo de Potencia "F\_500\_FactPerd\_AD06.pfd" es del orden de 0,02311879 MW, el cual coincide con el valor utilizado en el archivo de cálculo de FPMd. Esta misma situación se replica en los demás casos identificados.

	Name	HV-Side Busbar	MV-Side Busbar	LV-Side Busbar	Losses (load) MW	Losses (no load) MW
	BARSÍ_TR2_3d_40	BARSÍ 60A	BARSÍ 20	BB2	0.023118794	0.028138862

Fuente: "BD PI 25-29 SEIN-GRT - AD06.pfd", caso SISTEMA, año 2025

### Conclusión

Por las razones explicadas en el análisis anterior, no se acoge esta opinión.

#### 4. OPINIÓN Y SUGERENCIA N° 4: FACTORES DE PÉRDIDAS – AD8

ADINELASA señala que, revisado el archivo "F\_500\_FactPerd\_AD08.xls" en las hojas denominadas "BD\_Sein\_trafo", "BD\_Sist\_trafo", "BD\_Sein\_lineas" y "BD\_Sist\_lineas", se observa que Osinerghmin no considera los valores de la simulación de las pérdidas en transformadores (Pérdidas en el cobre y Pérdidas en el Hierro) y líneas de transmisión que se encuentran incluidas en los flujos de potencia del modelamiento "BD PI 25-29 SEIN-GRT - AD08.pfd".

Por lo que presentan los Cuadros N° 7 y 8 comparación de la simulación y lo publicado por Osinerghmin del archivo "BD PI 25-29 SEIN-GRT - AD6.pfd" respecto a las pérdidas en las Líneas y Transformadores para los estudios de casos "Sistema" (2. SER Alt. 1) y "SEIN" (4. SER F-122). En tal sentido, en la columna "Simulación" ha incorporado las pérdidas que el Osinerghmin debe recoger; las cuales son coherentes con los resultados del archivo de simulación publicados. Por ende, solicita al Osinerghmin recoger los resultados de dicha columna para la etapa de Publicación de la Resolución de la Fijación de Peajes.

Cuadro N° 7: Comparación de Pérdidas – Transformadores AD8

ID	Nombres	Lado LV	Lado LV	Lado T	Nac/Transform	Año	SEN				SST/SMA			
							Publicado		Simulado		Publicado		Simulado	
							Pérdidas P20 Lado HV en MW	Pérdidas P20 Lado LV en MW	Pérdidas P20 Lado HV en MW	Pérdidas P20 Lado LV en MW	Pérdidas P20 Lado HV en MW	Pérdidas P20 Lado LV en MW	Pérdidas P20 Lado HV en MW	Pérdidas P20 Lado LV en MW
1	22 Km 80211	ICAVT050	ICAVT010A		ATMP	2023	0.00294495	0.01542017	0.00294495	0.01542017	0.00649335	0.01452614	0.01452614	0.01984664
2	Limas	LOM0500	LOM0503		ATMP	2023	0.00349395	0.02640819	0.00349395	0.02640819	0.01150659	0.02541428	0.01150659	0.02541428
3	Wiscari	COELV050	COELV023		ATMP	2023	0.00487392	0.02199154	0.00487392	0.02199154	0.02772718	0.01984664	0.02772718	0.01984664
4	22 años_8011	HLARAN020	HLARAN023		ATMP	2023	0.00842673	0.02631096	0.00842673	0.02631096	0.02441015	0.02445332	0.02441015	0.02445332
5	2-Winding Trans	TCM0400	TCM0403		ATMP	2023	0.00162989	0.01287313	0.00162989	0.01287313	0.03201886	0.01186355	0.03201886	0.01186355
6	Pedregal1	PEDE0300	PEDE0310		ATMP	2023	0.01109518	0.02886427	0.01109518	0.02886427	0.01903582	0.02678386	0.01903582	0.02678386
7	102 Pueblo Nuevo	PNUEV050	PNUEV010		ATMP	2023	0.03538641	0.01152401	0.03538641	0.01152401	0.03247269	0.01492917	0.03247269	0.01492917
29	121-61	SAN NICOLAS	SAN NICOLAS 13.6		ATMP	2026	0.01817939	0.03412026	0.01817939	0.03412026	0.02113095	0.03208860	0.02113095	0.03208860
30	122-61	SAN NICOLAS	SAN NICOLAS 13.6		ATMP	2026	0.01817939	0.03412026	0.01817939	0.03412026	0.02113095	0.03208860	0.02113095	0.03208860
31	123-61	SAN NICOLAS	SAN NICOLAS 13.6		ATMP	2026	0.01817939	0.03412026	0.01817939	0.03412026	0.02113095	0.03208860	0.02113095	0.03208860
32	2-Winding Trans	Puerto 90	Puerto 23		ATMP	2026	0.00989964	0.01763237	0.00989964	0.01763237	0.02286441	0.01397317	0.02286441	0.01397317
33	22 Km 80211	ICAVT050	ICAVT010A		ATMP	2027	0.00294517	0.01542037	0.00294517	0.01542037	0.00649353	0.01452634	0.00649353	0.01452634
34	Limas	LOM0500	LOM0503		ATMP	2027	0.00349417	0.02640839	0.00349417	0.02640839	0.01150681	0.02541448	0.01150681	0.02541448
35	Wiscari	COELV050	COELV023		ATMP	2027	0.00487412	0.02199174	0.00487412	0.02199174	0.02772738	0.01984684	0.02772738	0.01984684
75	122-61	SAN NICOLAS	SAN NICOLAS 13.6		ATMP	2029	0.01817959	0.03412046	0.01817959	0.03412046	0.02113115	0.03208880	0.02113115	0.03208880
76	123-61	SAN NICOLAS	SAN NICOLAS 13.6		ATMP	2029	0.01817959	0.03412046	0.01817959	0.03412046	0.02113115	0.03208880	0.02113115	0.03208880
17	2-Winding Trans	Puerto 90	Puerto 23		ATMP	2029	0.01817959	0.03412046	0.01817959	0.03412046	0.02113115	0.03208880	0.02113115	0.03208880
18	1112-201	ICA 220	ICAFN0608	ICAFN0608	MAT-WT	2029	0.11689226	0.02740901	0.11689226	0.02740901	0.16418953	0.02880710	0.16418953	0.02880710
19	1112-201	ICA 220	ICAFN0608	ICA 10A	MAT-WT	2029	0.08513201	0.04453361	0.08513201	0.04453361	0.12487180	0.04342390	0.12487180	0.04342390
80	TP Ica Norte	SLIRE0100	SLIRE0103	SLIRE0103	ATMP	2029	0.03272753	0.04738928	0.03272753	0.04738928	0.02113115	0.04575327	0.02113115	0.04575327
81	TP Surcana	ICAVT050	ICAVT023	ICAVT010	ATMP	2029	0.13754190	0.04632658	0.13754190	0.04632658	0.14312059	0.04475918	0.14312059	0.04475918
82	93 param_a	TACAM020	TACAM023	TACAM010	ATMP	2029	0.00480344	0.00480344	0.00480344	0.00480344	0.01473826	0.04711501	0.01473826	0.04711501
83	93 param_mant	SMR0200	SMR0203	SMR02010	ATMP	2029	0.03109639	0.04889184	0.03109639	0.04889184	0.06233221	0.04702794	0.06233221	0.04702794
84	TP TorresChico	CHINCHAZO	CHINCHAZO3	CHINCHAZO	MAT-WT	2029	0.02611710	0.10057294	0.02611710	0.10057294	0.04461332	0.06138339	0.04461332	0.06138339
93	93 param_8001	PNUEV050	PNUEV003	PNUEV0010	ATMP	2029	0.03511479	0.01132603	0.03511479	0.01132603	0.02525513	0.01067417	0.02525513	0.01067417
96	93 param_mant	CARM020	CARM023	CARM010	ATMP	2029	0.00278066	0.00278066	0.00278066	0.00278066	0.00861081	0.02409026	0.00861081	0.02409026
97	13-281	INDEPENOR	INDEPENOR3	INDEPENOR	MAT-WT	2029	0.02614491	0.04470682	0.02614491	0.04470682	0.08815637	0.04348422	0.08815637	0.04348422
98	14-281	INDEPENOR	INDEPENOR3	INDEPENOR	MAT-WT	2029	0.02381723	0.04485319	0.02381723	0.04485319	0.08212453	0.04398645	0.08212453	0.04398645
17	TP Alto La Luna	ALTOL020	ALTOL023	ALTOL010	ATMP	2029	0.04000138	0.02460053	0.04000138	0.02460053	0.02636541	0.02439872	0.02636541	0.02439872
119	TP Cahachi	CANUACHO	CANUACHO3	CANUACHO	MAT-WT	2029	0.06157219	0.04728501	0.06157219	0.04728501	0.07992705	0.04678019	0.07992705	0.04678019
120	93 param_8001	PALFR020	PALFR023	PALFR010	ATMP	2029	0.00752236	0.04812336	0.00752236	0.04812336	0.01108676	0.04774710	0.01108676	0.04774710
121	93 param_8001	PLUG0500	PLUG0503	PLUG05010	ATMP	2029	0.00343993	0.00964893	0.00343993	0.00964893	0.00130048	0.00963468	0.00130048	0.00963468
122	TP Nazca1	NACAC020	NACAC023	NACAC010	ATMP	2029	0.03592390	0.01286683	0.03592390	0.01286683	0.02899996	0.01286711	0.02899996	0.01286711
123	2-Winding Trans	CHINCHAZO	CHINCHAZO3	CHINCHAZO	ATMP	2029	0.00420738	0.04138842	0.00420738	0.04138842	0.00780380	0.04532432	0.00780380	0.04532432
124	TP Caravelina	COBAC020	COBAC023	Casa 10	ATMP	2029	0.01205404	0.00960211	0.01205404	0.00960211	0.02301096	0.02301096	0.02301096	0.02301096
125	1112-201	ICA 220	ICAFN0608	ICAFN0608	MAT-WT	2029	0.08513201	0.04453361	0.08513201	0.04453361	0.12487180	0.04342390	0.12487180	0.04342390
126	1112-201	ICA 220	ICAFN0608	ICA 10A	MAT-WT	2029	0.08513201	0.04453361	0.08513201	0.04453361	0.12487180	0.04342390	0.12487180	0.04342390
127	1112-201	ICA 220	ICAFN0608	ICA 10A	MAT-WT	2029	0.08513201	0.04453361	0.08513201	0.04453361	0.12487180	0.04342390	0.12487180	0.04342390
128	TP Ica Norte	SLIRE0100	SLIRE0103	SLIRE0103	ATMP	2029	0.03272753	0.04738928	0.03272753	0.04738928	0.02113115	0.04575327	0.02113115	0.04575327
129	TP Surcana	ICAVT050	ICAVT023	ICAVT010	ATMP	2029	0.13754190	0.04632658	0.13754190	0.04632658	0.14312059	0.04475918	0.14312059	0.04475918
130	93 param_a	TACAM020	TACAM023	TACAM010	ATMP	2029	0.00480344	0.00480344	0.00480344	0.00480344	0.01473826	0.04711501	0.01473826	0.04711501
131	93 param_mant	SMR0200	SMR0203	SMR02010	ATMP	2029	0.03109639	0.04889184	0.03109639	0.04889184	0.06233221	0.04702794	0.06233221	0.04702794
132	TP TorresChico	CHINCHAZO	CHINCHAZO3	CHINCHAZO	MAT-WT	2029	0.02611710	0.10057294	0.02611710	0.10057294	0.04461332	0.06138339	0.04461332	0.06138339
133	93 param_8001	PNUEV050	PNUEV003	PNUEV0010	ATMP	2029	0.03511479	0.01132603	0.03511479	0.01132603	0.02525513	0.01067417	0.02525513	0.01067417
134	93 param_mant	CARM020	CARM023	CARM010	ATMP	2029	0.00278066	0.00278066	0.00278066	0.00278066	0.00861081	0.02409026	0.00861081	0.02409026
135	13-281	INDEPENOR	INDEPENOR3	INDEPENOR	MAT-WT	2029	0.02614491	0.04470682	0.02614491	0.04470682	0.08815637	0.04348422	0.08815637	0.04348422
136	14-281	INDEPENOR	INDEPENOR3	INDEPENOR	MAT-WT	2029	0.02381723	0.04485319	0.02381723	0.04485319	0.08212453	0.04398645	0.08212453	0.04398645
137	TP Alto La Luna	ALTOL020	ALTOL023	ALTOL010	ATMP	2029	0.04000138	0.02460053	0.04000138	0.02460053	0.02636541	0.02439872	0.02636541	0.02439872
138	TP Cahachi	CANUACHO	CANUACHO3	CANUACHO	MAT-WT	2029	0.06157219	0.04728501	0.06157219	0.04728501	0.07992705	0.04678019	0.07992705	0.04678019
139	TP Paramos	PARAC020	PARAC023	PARAC010	ATMP	2029	0.01220842	0.03499157	0.01220842	0.03499157	0.01796710	0.03389315	0.01796710	0.03389315
140	16-281	MARCONA 2	MARCONA 2	MARCONA 1	MAT-WT	2029	0.04622126	0.04296013	0.04622126	0.04296013	0.04517244	0.04317244	0.04517244	0.04317244
141	162-281	MARCONA 2	MARCONA 2	MARCONA 1	MAT-WT	2029	0.03427467	0.04120452	0.03427467	0.04120452	0.03881329	0.04795093	0.03881329	0.04795093
142	TP Nazca	NACAC020	NACAC023	Nazca 9	ATMP	2029	0.00982817	0.00717757	0.00982817	0.00717757	0.01013298	0.00713448	0.01013298	0.00713448
143	183 Cahachi	CANUACHO	CANUACHO3	CANUACHO	MAT-WT	2029	0.00701512	0.04632661	0.00701512	0.04632661	0.04483175	0.04483175	0.04483175	0.04483175
144	93 param_8001	PALFR020	PALFR023	PALFR010	ATMP	2029	0.00752236	0.04812336	0.00752236	0.04812336	0.01108676	0.04774710	0.01108676	0.04774710
145	93 param_8001	PLUG0500	PLUG0503	PLUG05010	ATMP	2029	0.00343993	0.00964893	0.00343993	0.00964893	0.00130048	0.00963468	0.00130048	0.00963468
146	TP Nazca1	NACAC020	NACAC023	NACAC010	ATMP	2029	0.03592390	0.01286683	0.03592390	0.01286683	0.02899996	0.01286711	0.02899996	0.01286711
147	2-Winding Trans	CHINCHAZO	CHINCHAZO3	CHINCHAZO	ATMP	2029	0.00420738	0.04138842	0.00420738	0.04138842	0.00780380	0.04532432	0.00780380	0.04532432
148	TP Caravelina	COBAC020	COBAC023	Casa 10	ATMP	2029	0.01205404	0.00960211	0.01205404	0.00960211	0.02301096	0.02301096	0.02301096	0.02301096
149	1112-201	ICA 220	ICAFN0608	ICA 10A	MAT-WT	2029	0.08513201	0.04453361	0.08513201	0.04453361	0.12487180	0.04342390	0.12487180	0.04342390
150	1112-201	ICA 220	ICAFN0608	ICA 10A	MAT-WT	2029	0.08513201	0.04453361	0.08513201	0.04453361	0.12487180	0.04342390	0.12487180	0.04342390
151	2-Winding Trans	MORAYZAL	MORAYZAL3	Morayzal 6	ATMP	2029	0.00484885	0.04142614	0.00484885	0.04142614	0.00880556	0.04825178	0.00880556	0.04825178
201	2-Winding Trans	MORAYZAL	MORAYZAL3	Morayzal 6	ATMP	2029	0.00484885	0.04142614	0.00484885	0.04142614	0.00880556	0.04825178	0.00880556	0.04825178
202	TP Alto													

**Cuadro N° 8: Comparación de Pérdidas – Líneas ADS**

ID	Nombre	Transformador	Transformador	Transformador	Transformador	Linea	Pérdidas			
							Publicado	Simulado	Diferencia	Porcentaje
1	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
2	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
3	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
4	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
5	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
6	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
7	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
8	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
9	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
10	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
11	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
12	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
13	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
14	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
15	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
16	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
17	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
18	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
19	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
20	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
21	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
22	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
23	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
24	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
25	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
26	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
27	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
28	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
29	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
30	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
31	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
32	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
33	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
34	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
35	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
36	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
37	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
38	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
39	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
40	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
41	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
42	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
43	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
44	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
45	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
46	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
47	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
48	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
49	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
50	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
51	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
52	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
53	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
54	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
55	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
56	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
57	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
58	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
59	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
60	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
61	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
62	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
63	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
64	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
65	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
66	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
67	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
68	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
69	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
70	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
71	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
72	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
73	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
74	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
75	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
76	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
77	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
78	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
79	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
80	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
81	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
82	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
83	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
84	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
85	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
86	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
87	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
88	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
89	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
90	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
91	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
92	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
93	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
94	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
95	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
96	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
97	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
98	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
99	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
100	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...

ADINELSA menciona que, considerando que el sistema del Área de Demanda 8 contiene valores de pérdidas de transformadores y líneas diferente al modelamiento del PI 2025-2029, requieren que Osinerghmin recoja los valores de pérdidas técnicas del equipamiento involucrado en el Área de Demanda 8 correspondientes en los formatos F500 (pérdidas). Conforme señala la NORMA TARIFAS.

**Análisis de Osinerghmin**

Sobre las diferencias en los valores de pérdidas respecto al modelamiento, ADINELSA se limita en presentar una lista de valores de pérdidas de elementos de transformación y transmisión sin precisar cuáles de estos presentan las diferencias señaladas. De la revisión detallada a los cuadros remitidos por ADINELSA se identifican diferencias en los elementos "T112-261", "T4-261", "DervCARMEN\_CARMEN", "Line CHIN\_DTAMB\_81(1)" y "Line(25)", en relación con los valores de pérdidas de núcleo y pérdidas I<sup>2</sup>r para los transformadores, así como las pérdidas totales en las líneas de transmisión. Estas diferencias se observan entre los valores "Publicado" (valores publicados por Osinerghmin) y "Simulado" (valores presentados por ADINELSA) para los escenarios de Demanda Máxima Coincidente a Nivel SEIN y Demanda Máxima Coincidente a Nivel SISTEMA.

Sin embargo, se ha verificado que los valores consignados por ADINELSA en las columnas "Simulado" no corresponden con los resultados obtenidos del archivo de Flujo de Potencia "BD PI 25-29 SEIN-GRT - AD08.pfd" que sustenta los valores de pérdidas de potencia utilizados para la determinación del FPMd en el archivo "F\_500\_FactPerd\_AD08.xls" correspondiente a la etapa del Proyecto de Resolución del presente proceso. Por lo tanto, la comparación presentada por ADINELSA no es válida y las diferencias identificadas no presentan sustento.

Por ejemplo, en el caso del Elemento "T112-261", ADINELSA indica que el valor de las Pérdidas Núcleo obtenido del archivo de Flujo de Potencia (columna "Simulado") para el caso SEIN del año 2025 es del orden de 0,06294091 MW. Sin embargo, como se muestra en la imagen, el valor que se indica, resultado del flujo de carga del archivo de Flujo de Potencia "BD PI 25-29 SEIN-GRT - AD08.pfd" es del orden de 0,06254091 MW, el cual coincide con el valor utilizado en el archivo de cálculo de FPMd. Esta misma situación se replica en los demás casos identificados.

Name	Grid	HV-Side Busbar	MV-Side Busbar	LV-Side Busbar	Losses (load) MW	Losses (no load) MW
T112-261	AD08	ICA 220B	ICAPA060B	ICA10C	0.1169923	0.06254091

Fuente: "BD PI 25-29 SEIN-GRT - AD08", caso SEIN, año 2025

### Conclusión

Por las razones explicadas en el análisis anterior, no se acoge esta opinión.

## A.17. Infraestructuras y Energías del Perú S.A.C. (IEP)

### 1. EXCLUYA A IEP DEL CUADRO 11.4 DEL ANEXO 11 DE LA RESOLUCIÓN TARIFARIA QUE APROBARÁ A OSINERGHMIN COMO RESULTADO DEL PRESENTE PROCEDIMIENTO TARIFARIO.

IEP menciona que, como comentario general al Proyecto de Resolución; Osinerghmin debe realizar las fijaciones tarifarias no solo en cumplimiento de la base normativa que regula los procedimientos, sino atendiendo a los compromisos contractuales que ha asumido el Estado peruano, del cual Osinerghmin forma parte.

Que, del análisis efectuado al Proyecto de Resolución, notan que Osinerghmin ha equiparado el régimen de operación de las centrales térmicas de reserva fría tipo 2, con el régimen general aplicable a una central de generación convencional. Sin embargo, como explica detalladamente en su escrito, mencionan que existen grandes diferencias operativas y legales en cada uno de estos regímenes.

Además, menciona que, sobre la base de dichas diferencias, el arco legal excluya a las centrales de reserva fría tipo 2 del pago de Compensaciones SST y de cualquier otro cargo de transmisión. A la luz de la exclusión legal, el Contrato de Concesión de Reserva Fría - Planta Puerto Maldonado, ha ratificado esta regla, estableciendo expresamente en la cláusula 4.4 que IEP no está obligado al pago de cargos por transmisión.

IEP señala que por lo propuesto en el Proyecto de Resolución se aleja de lo dispuesto en el marco legal y contractual aplicable a IEP.

#### Análisis de Osinerghmin

Las centrales eléctricas de Reserva Fría de Puerto Maldonado y Pucallpa, propiedad de IEP, desde su entrada en operación comercial en 2016, han sido incluidas en la base de datos del modelo PERSEO 2.0 de todos los procesos de Fijación de Peajes y Compensaciones del SST y SCT, que se realizan cada 4 años y se revisan anualmente a solicitud de parte de algún interesado, para el proceso regulatorio de asignación de responsabilidad de pago, como puede identificarse en los archivos de cálculo debidamente publicados.

La razón por la cual en algunos procesos anteriores IEP no fue asignado como responsable de pago por el SST GD REP, a pesar de que sus dos centrales fueron siempre consideradas en la base de datos de las simulaciones, es que, como resultado de dichas simulaciones, las centrales de IEP no despachaban energía y, por lo tanto, considerando la metodología aplicada en la Norma Asignación no resultan con beneficios económicos por las líneas que conforman el SST GD REP. Por lo tanto, en ningún caso, la razón que no fuera asignada IEP es que se encontraba exonerada de acuerdo a su Contrato de Concesión.

Ahora bien, de acuerdo con la Norma de Asignación aprobada por la Resolución N° 164-2016-OS/CD, existen dos criterios para distribuir entre los generadores la asignación de responsabilidad de pago por el uso del SST. El primero es el método de beneficios económicos, aplicado por Osinerghmin, y el segundo es el criterio de uso, aplicado por el COES según lo establece la norma señalada. Ambos métodos son independientes entre sí y se aplican con base en criterios objetivos definidos en la normativa sin considerar ingresos reales ni contratos.

En particular, el criterio de beneficios económicos corresponde a una herramienta metodológica para distribuir costos entre los generadores que se benefician por el uso de las

redes de transmisión; eso quiere decir que, no busca reflejar los ingresos reales ni condiciones contractuales particulares [como la Reserva Fría Tipo 2], sino corresponde a identificar a las unidades de generación que se ven favorecidos por las condiciones del despacho esperado y, en consecuencia, contribuyen a la necesidad de la infraestructura de transmisión eléctrica, metodología de asignación independiente de las reglas contractuales.

Así, aunque IEP no perciba ingresos adicionales por las valorizaciones de energía activa en el Mercado de Corto Plazo, si su participación en el despacho esperado genera efectos sobre el uso de las líneas, el modelo puede reflejar un beneficio económico relativo, aun cuando no se traduzca en ingresos efectivos. Por lo tanto, invalidar el criterio y su metodología no resulta adecuado, ya que implicaría desconocer su propósito técnico y la lógica con la que ha sido diseñado.

Por lo expuesto, no debe excluirse a IEP dentro del grupo de centrales que puede ser asignado con responsabilidad de pago por el uso del SST GD REP únicamente por su condición de central de Reserva Fría Tipo 2 (no define el costo marginal en el MCP), entendiéndose esto último, como una aplicación excepcional para sus ingresos.

### **Conclusión**

Por las razones explicadas en el análisis anterior, no se acoge esta opinión.

## A.18. Sociedad Eléctrica del Sur Oeste S.A. (SEAL)

### 1. SE SOLICITA QUE OSINERGHMIN CORRIJA EL MONTO DE COYM ASIGNADO A LA POC DE LA LT 60 KV BELLA UNIÓN - CHALA

SEAL señala que, en la hoja "SCT", archivo "05-Tarifas-Rev\_2025\_2029\_8.xlsx" que el monto del COyM asignada a la línea en 60 kV Bella Unión - Chala, no corresponde al resultado de la inversión según módulo estándar vigente a la fecha de la puesta en operación comercial, por el porcentaje COyM vigente a dicha fecha.

Que, de la hoja Excel verifica que el Osinerghmin considera como inversión (no aplicable para el peaje) el valor de US\$ 2 571 476 (resultado de la suma de MN+ME+Aluminio+Cobre, enmarcado en rojo), el cual debe corresponder al costo unitario del módulo "LT-060COR0PMS0C1120A" multiplicado por la longitud de la línea de 75,707 km. Lo indicado, se muestra en el cuadro siguiente:

Año	Mes	Día	Nombre de Elemento	Módulo	Tensión	NT	Código parte del Sistema	Región	Longitud	MN	ME	Aluminio	Cobre
Año	Mes	Día	Nombre	Módulo	Tensión	NT	CPS	Región	Longitud	MN	ME	Aluminio	Cobre
2020	7	17	Celda de Alimentador, 23 KV, SET AT/MT CHALA	CE-023COU1MCISBAL1	23 KV	MT	AT/MT	Costa		14,233	24,738	-	-
2024	5	16	Línea, 60 KV, Ln Bella Unión - Chala, 85 km	LT-060COR0PMS0C1120A	60 KV	AT	AT	Costa	75,707	1,704,510	666,865	200,101	-
2024	5	26	TP 60/23 - 25MVA, SET AT/MT CHALA	TP-060MT-02SCOE-SA-SM	60 KV	AT	AT/MT	Costa		197,783	441,336	-	61,256
2024	5	24	BC 23 KV 3 MVAR, SET AT/MT BELLA UNION	SC-023COBPV-0001-3	23 KV	MT	AT/MT	Costa		76,692	66,776	-	-

Al respecto SEAL sostiene que, luego de verificar el módulo estándar vigente a la fecha de operación comercial de la línea Bella Unión - Chala (mayo 2024), corresponde al módulo aprobado mediante Resolución N° 037-2024-OS/CD, del cual, el código del módulo LT-060COR0PMS0C1120A le corresponde una inversión total por km de USD 45 841,61; tal como se verifica en la imagen siguiente:

CODIGO	TOTAL GENERAL (USD)
LT-060COR0PMD0C1120A	65,668.69
LT-060COR0PMD0C1240A	85,142.76
LT-060COR0PMD0C1300A	96,035.89
LT-060COR0PMD0C5120A	69,717.87
LT-060COR0PMD0C5240A	84,691.12
LT-060COR0PMD0C5300A	98,172.50
LT-060COR0PMS0C1120A	45,845.61
LT-060COR0PMS0C1240A	51,525.83
LT-060COR0PMS0C1300A	56,061.04
LT-060COR0PMS0C5120A	48,932.21
LT-060COR0PMS0C5240A	57,306.31

SEAL menciona que haciendo un ejercicio de multiplicar el costo de 45 845,61 USD/km x 75,707 km, resulta USD 3 470 833,545, al cual, aplicando el porcentaje COyM aprobado mediante la Resolución N° 080-2021-OS/CD en Costa AT vigente a mayo 2024 (fecha de POC), resulta el valor del COyM de USD 94 754, el cual es mayor que el valor de USD 72 773 reconocido por Osinerghmin.

Con lo mencionado SEAL solicita al regulador revisar y corregir el monto asignado al COyM de la línea en 60 kV Bella Unión - Chala, o en su defecto sustente las razones de su determinación.

#### Análisis de Osinerghmin

Al respecto, la tercera disposición complementaria de la Resolución N° 179-2018-OS/CD señala que:

“La Base de Datos de los Módulos Estándares de Inversión aprobada mediante Resolución N°177-2015-OS/CD, sus modificatorias y actualizaciones, se encontrará vigente para valorizar instalaciones que entren en servicio, pertenecientes hasta el Plan de Inversiones 2017 – 2021”

En ese sentido, la última actualización de la BDME aprobada con la Resolución N° 177-2015-OS/CD fue la contenida en la Resolución N° 062-2021-OS/CD, donde el costo total por km es de USD 33 966,16. Dado que la LT Bella Unión – Chala fue aprobada en el Plan de Inversiones 2013-2017, corresponde utilizar la BDME aprobada con la Resolución N° 062-2021-OS/CD.

SEAL ha considerado incorrectamente la BDME aprobada con la Resolución N° 037-2024-OS/CD, la cual solo sería aplicable si el proyecto hubiera sido aprobado en el Plan de Inversiones 2021-2025 en adelante.

**Conclusión**

Por las razones explicadas en el análisis anterior, no se acoge esta opinión.

**2. OSINERGHMIN CONSIDERA EN EL CMA SOLO EL COYM DE LA LT 60 KV BELLA UNIÓN – CHALA, SIN FUNDAMENTO NORMATIVO QUE LO RESPALDE**

SEAL señala que, en la hoja “SCT”, archivo “05-Tarifas-Rev\_2025\_2029\_8.xlsx” se verifica que OSINERGHMIN para la línea de transmisión en 60 kV Bella Unión – Chala, solo reconoce el costo COyM y no la inversión. El argumento empleado por el regulador se justifica en las notas del acta de alta, en el cual se señala que el proyecto se ejecutó con los fondos transferidos por el MINEM. Lo indicado, se muestra en la imagen siguiente:

						Característica del Elemento		CMA Actualizado	
ÁREA	Titular	Año	Mes	Día	Nombre de Elemento	Módulo	Inversión [US\$]	COyM [US\$]	
Área	Titular	Año	Me	D	Nombre	Módulo	Inv_A	COyM_A	
8	SEAL	2020	7	17	Celda de Línea, 60 kV, SET AT/MT BELLA UNION	CE-060COR1C1ESBLI2	204,996	7,318	
8	SEAL	2020	7	17	Celda de Línea Transformador, 60 kV, SET AT/MT CHALA	CE-060COU1C1ESBLT2	199,699	7,129	
8	SEAL	2020	7	17	Celda de Transformador, 23 kV, SET AT/MT CHALA	CE-023COU1MCISBTR1	53,204	2,612	
8	SEAL	2020	7	17	Celda de Alimentador, 23 kV, SET AT/MT CHALA	CE-023COU1MCISBAL1	40,521	1,990	
8	SEAL	2020	7	17	Celda de Alimentador, 23 kV, SET AT/MT CHALA	CE-023COU1MCISBAL1	40,521	1,990	
8	SEAL	2024	5	16	Línea, 60 kV, Ln Bella Unión - Chala, 85 km	LT-060COR0PMSOC1120A		71,552	
8	SEAL	2024	5	26	TP 60/23 - 25MVA, SET AT/MT CHALA	TP-060MT-025COE-SA-SM	699,022	19,782	
8	SEAL	2024	5	24	BC 23 KV 3 MVAR, SET AT/MT BELLA UNION	SC-023COBPPV-0001-3	141,891	6,371	

Al respecto menciona que, de la revisión a la Norma Tarifas y Compensaciones de los SST y SCT aprobada mediante la Resolución N° 217-2013-OS/CD y de la Norma “procedimiento de Liquidación Anual de los Ingresos por el Servicio de Transmisión Eléctrica del SST y SCT” aprobado mediante la Resolución N° 056-2020-OS/CD, verifica que en ninguna de las normas mencionadas se precisa que cuando los fondos del proyecto son financiados por transferencias del MINEM, se debe retirar la inversión asociada al proyecto. En este sentido, el criterio empleado por el regulador no se sustenta en ninguna norma legal que lo establezca de manera explícita.

Que, el Osinerghmin en cumplimiento del “principio de imparcialidad” establecido en el Art. 9° de su Reglamento General (D.S. 054-2001-PCM) le corresponde aplicar “las normas legales vigentes” para que sus decisiones no incurran en vicio de nulidad. En este sentido, al no haber una norma explícita que establezca el retiro de la inversión de los proyectos financiados por el MINEM, no corresponde al regulador retirar la inversión en forma unilateral sin contar con el marco legal que lo respalde.

Además, precisa que las empresas eléctricas sobre la base del marco tributario vigente, se encuentran obligadas a sostener a las entidades a través de los pagos de aportes por regulación, cuya base imponible se determina en función de los ingresos en el proceso del suministro de electricidad. Bajo este criterio del Osinerghmin y en el supuesto que hubiera muchos proyectos financiados por el MINEM y que el Osinerghmin no reconozca la inversión en los peajes, el impacto que tendría el MINEM consiste en que tendrá una menor recaudación de los aportes por regulación, al tener las empresas menores ingresos de peaje.

Por las razones expuestas SEAL solicita al regulador indicar cual es el marco legal que respalda su decisión unilateral de retirar la inversión de los proyectos financiados por el MINEM, o en su defecto, proceda a restablecer la inversión de la línea Bella Unión – Chala en el proceso de fijación de peajes y de liquidación.

### **Análisis de Osinerghmin**

Para efectos de analizar la presente sugerencia, se ha tenido acceso al Convenio N° 012-II-2013-MEM-DGER suscrito entre el Ministerio de Energía y Minas y SEAL, y cuyo objeto es que el primero transfiera al segundo los recursos para la ejecución del proyecto "Instalación Línea de Transmisión 60 kV Bella Unión –Chala y Subestación Chala, provincia de Caravelí, Región Arequipa" por un total de S/ 11 572 885,10.

En dicho documento podemos advertir que no existe obligación de SEAL de retornar la transferencia efectuada con posterioridad a la puesta en operación de la referida instalación, sino que, por el contrario, la transferencia tiene como finalidad financiar la construcción del proyecto, con lo que queda corroborado que SEAL no ha invertido recursos propios dado que luego de la valorización efectuada por el área técnica con los módulos estándares, se ha determinado que el valor de la inversión no supera el monto de la transferencia del Ministerio de Energía y Minas.

Cabe señalar que, existen casos anteriores de instalaciones que fueron aprobadas en el Plan de Inversiones, y fueron financiadas por la Dirección General de Electrificación Rural (DGER) y en los cuales se reconoció solo el COyM, el caso más reciente tenemos el proyecto LT 60 kV Chahuare – Kiteni, de la empresa Electro Sur Este, el cual fue aprobado en el PI 2017-2021.

En consecuencia, corresponde que para el cálculo del CMA se considere solo el COyM.

### **Conclusión**

Por las razones explicadas en el análisis anterior, no se acoge esta opinión.

### **3. SOLICITA QUE OSINERGHMIN INCLUYA EN LA HOJA SCT DEL ARCHIVO 05-TARIFAS REV\_2025\_2029\_9.XLSLX EL ALTA DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN SET CHALLAPAMPA – GOYONECHE**

SEAL señala que, en la información contenida en la hoja "SCT", archivo "05-Tarifas Rev\_2025\_2029\_9.xlsx", verifica que el Osinerghmin no ha incluido la información del alta y costo a reconocer, de la línea de transmisión en 33 kV Challapampa – Goyoneche de 0,915 km. En consecuencia, en la prepublicación de peajes 2025-2029, el Osinerghmin no está considerando la inversión asociada a la línea en mención para el cálculo de peajes del Área de Demanda 9.

Además menciona que, como evidencia de lo indicado, se muestra a continuación el cuadro de la hoja "SCT", archivo "05-Tarifas-Rev\_2025\_2029\_9.xlsx", donde se verifica que efectivamente no se incluyen los datos de la línea mencionada.

ÁREA	Titular	Año	Mes	Día	Titular al 2017	Titular al 2013	Nombre de Elemento
Área	Titular	Año	Mes	Día	Titular	Titular	Nombre
9	SEAL	2022	11	10			Celda de Acoplamiento 33 kV, SET AT/MT Jesús
9	SEAL	2022	11	10			Celda de Transformador 33 kV, SET AT/MT Jesús
9	SEAL	2022	12	15			Celda de Transformador 23 kV, SET AT/MT Jesús
9	SEAL	2022	12	15			Celda de Alimentador 23 kV, SET AT/MT Jesús
9	SEAL	2022	12	21			Celda de Transformador 23 kV, SET AT/MT Socabaya
9	SEAL	2022	12	21			Celda de Alimentador 23 kV, SET AT/MT Socabaya
9	SEAL	2023	5	7			Transformador de Potencia 33/10kV- 12 MVA, SET AT/MT Mollendo
9	SEAL	2023	10	1			Celda de Línea 33 kV a Jesús, SET AT/MT San Luis
9	SEAL	2023	10	1			Celda de Línea 33 kV a Chilina, SET AT/MT San Luis
9	SEAL	2023	10	1			Celda de Transformador 33kV, SET AT/MT San Luis
9	SEAL	2023	10	1			Transformador de Potencia 33/10 kV-25 MVA, SET AT/MT San Luis
9	SEAL	2023	10	1			Celda de Transformador 10kV, SET AT/MT San Luis
9	SEAL	2023	10	1			Celda de Medición 10kV, SET AT/MT San Luis
9	SEAL	2023	10	1			Celda de Alimentador 10kV, SET AT/MT San Luis
9	SEAL	2023	10	1			Celda de Alimentador 10kV, SET AT/MT San Luis
9	SEAL	2023	10	1			Celda de Alimentador 10kV, SET AT/MT San Luis
9	SEAL	2023	10	1			Celda de Alimentador 10kV, SET AT/MT San Luis
9	SEAL	2023	2	25			Celda de Alimentador 23 kV, SET AT/MT Socabaya
9	SEAL	2023	11	16			Celda de Alimentador, 10 kV, SET AT/MT PARQUE INDUSTRIAL

Que, la última información consignada, corresponde a la celda de alimentador en la SET Parque Industrial, de fecha 16 de noviembre de 2023, no estando registrado la puesta en operación de la línea en 33 kV de la línea Challapampa – Goyoneche que entró en operación comercial el 14 de julio de 2024.

Al respecto, menciona que, SEAL no pudo notificar a tiempo al Osinergrmin sobre la suscripción de dicha acta de alta de la línea Challapampa – Goyoneche, debido a que el Osinergrmin recién notificó a SEAL sobre la suscripción del acta, el 26 de febrero de 2025.

En efecto SEAL añade que, el Osinergrmin mediante el oficio N° 66-2025-OS-GSE-DSE/SIE de fecha 26 de febrero de 2025, notificó a SEAL sobre la remisión del acta de puesta en servicio de la línea de transmisión Challapampa – Goyoneche.

Que, en relación a los datos del acta de alta de la línea en 33 kV Challapampa – Goyoneche, verifica que la puesta en operación comercial fue el 14 de julio de 2024, fecha a partir del cual corresponde el reconocimiento del CMA. En la imagen siguiente se muestra parte del acta, la misma que se adjunta al presente informe de opiniones.

**ACTA DE PUESTA EN SERVICIO**

(N° 001 -2025-SEAL)

Con el fin de dar cumplimiento a lo establecido en la Resolución Osinergrmin N° 091-2021-OS/CD, los representantes de Osinergrmin y la Empresa Titular de las Instalaciones de Transmisión de SEAL, tomando como base las siguientes fuentes de información:

- a) Información proporcionada por la Empresa Titular de Instalaciones de Transmisión SEAL, mediante carta N° SEAL-GG/TEP-3439-2024 de fecha 09/08/2024 (Expediente Siged N° 202400186263) y carta N° SEAL-GG/TEP-5434-2024 de fecha 03/12/2024 con información complementaria.
- b) Visita de inspección de campo efectuada por los Ingenieros William Arturo Rodríguez Cano (Osinergrmin) y Michel Sandoval Manyá (SEAL), en fecha 20/08/2024.

Dejan constancia de la puesta en servicio del Elemento de Transmisión siguiente:

**1. Línea de Transmisión SET Challapampa – Goyoneche, 1 km**

(Módulo estándar aprobado: LT-033SIU0XXSOC3240S2-dif)

(PI 2017-2021/ Proyecto N° 13/ Año previsto 2021)

**Ubicación:****Salida:** Distrito: Cerro Colorado, Provincia: Arequipa, Departamento: Arequipa**Llegada:** Distrito: Cerro Colorado, Provincia: Arequipa, Departamento: Arequipa**Fecha y Hora de Puesta en Servicio:** 14-07-2024, 15:00 horas.**Código del Elemento:** L-3068**Longitud:** 0,915 km

(...)

SEAL sostiene que, la fecha de supervisión para la suscripción del acta, fue en agosto de 2024, sin embargo, el Osinergrmin recién notificó a SEAL sobre la suscripción del acta en febrero de 2025, lo cual explica que SEAL no pudo informar oportunamente al Osinergrmin en el proceso de fijación de peajes. No obstante, el alta al ser de fecha de julio 2024 y al disponer el Osinergrmin internamente del acta antes de la fecha de prepublicación de peajes, corresponde que el regulador proceda a incluir en el proceso de fijación de peajes, la línea en 33 kV Challapampa – Goyoneche.

Por las razones expuestas SEAL solicita al regulador que incluya en la hoja SCT del archivo "05-Tarifas-Rev\_2025\_2029\_9.xlsx", los datos de la línea en 33 kV Challapampa – Goyoneche de acuerdo a los datos consignados en el acta 001-2025 SEAL, a fin de que forme parte del proceso de cálculo de peajes del periodo mayo 2025 – abril 2029.

**Análisis de Osinergrmin**

Al respecto, para esta etapa del proceso ya se cuenta con el APES N° 001-2025-SEAL, por lo tanto, corresponde realizar las valorizaciones de estas instalaciones y posterior cálculo del CMA.

**Conclusión**

Por las razones explicadas en el análisis anterior, se acoge esta opinión.

**4. SE DEBE RECONOCER LAS OBRAS CIVILES DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN SET CHALLAPAMPA – GOYONECHE**

SEAL señala que, en las notas del Acta N° 001-2025-SEAL, se describe que las obras civiles no serán reconocidas, debido a que según indican ha sido asumido por un tercero. En efecto, la parte de las notas del acta, señala lo siguiente:

- Con respecto a las obras civiles, cabe mencionar lo indicado en el literal n) del numeral 6.3.2 del Informe N° 499-2018-GRT:

"  
 (...). Asimismo, conforme señala la propia SEAL, se deja constancia que, la empresa Olazabal International Investment & Services S.A.C., se hace cargo de las obras civiles

asociadas a la línea en análisis, por lo cual, para efectos remunerativos, el Módulo estándar a aplicar no tomará en cuenta las obras civiles. En este punto, se deja claro que, el monto a remunerar por la mencionada línea será determinada con posterioridad a la suscripción del Acta de Puesta en Servicio y de manera definitiva, retirando para ello, los costos asociados a obras civiles, los cuales serán asumidos por la empresa tercera, siendo que, SEAL, en ese momento y en el futuro, no podrá solicitar alguna remuneración adicional o reembolso. Por lo expuesto, se aprueba la línea solicitada, con código modular "LT033SIUOXXSOC3240S2-Dij", que corresponde a un código modular "LT033SIUOXXSOC3240S2" sin obras civiles.

Al respecto, menciona que en el momento que el Osinergrmin incluya la línea en 33 kV Challapampa – Goyoneche, no debe excluir los costos de obras civiles según las notas descritas en el acta, debido a los siguientes fundamentos.

Como se sabe, mediante Resolución Ministerial N° N° 231-2012-MEM-DM, se aprobó la "Norma de Contribuciones Reembolsables", en el cual se establecen las condiciones para la devolución del importe de la contribución, el cual aplica principalmente a aquellas instalaciones de conexión ejecutadas por un tercero y que después lo cede a la concesionaria porque es parte de las instalaciones que le corresponde administrar a la empresa eléctrica. En efecto, y con el fin de ilustrar lo indicado, se muestra a continuación algunas definiciones establecidas en la Norma de Contribuciones Reembolsables.

### 3. Definiciones

Para efectos de la presente Norma se aplicarán las siguientes definiciones:

**a. Acuerdo de Devolución:** Documento suscrito por el Distribuidor y el Interesado en el cual se estipulan el Importe de la Contribución y las condiciones de su devolución, de acuerdo al Título III de la presente Norma.

**b. Conexión:** Conjunto de componentes e instalaciones que están comprendidas desde el punto de entrega (punto de Suministro) hasta los bornes de salida del contador de energía.

**c. Contribución:** Aporte con carácter reembolsable, prevista en la LCE, que efectúan los Usuarios o Interesados para efectos de lo establecido en el numeral 4 de la presente Norma.

**d. Contratista Especialista.** Persona natural o jurídica especializada en la construcción de instalaciones electromecánicas de Sistemas de Distribución con red aérea o subterránea, construcción de subestaciones eléctricas, incluye construcción civil requerida para estas instalaciones; además tiene conocimientos de la legislación vigente relacionada.

Al respecto menciona que, la Norma también establece los casos donde existe la obligación de cumplir con la contribución reembolsable, tal como se muestra a continuación.

**4. Casos de Exigencia de la Contribución**

Conforme al artículo 34 de la LCE, es obligación del Distribuidor atender solicitudes de nuevos suministros dentro de su zona de concesión en un plazo no mayor a un (01) año; y, en concordancia con los artículos 83, 85 y 89 de la LCE, así como con los artículos 166 y 174 del RLCE, el Distribuidor sólo podrá exigir a los Usuarios o Interesados una Contribución en los siguientes casos:

4.1 Extensión de instalaciones hasta el punto de entrega.

4.2 Atención de nuevos suministros de zonas habitadas, con habilitación urbana y con índice de ocupación predial menor a cuarenta por ciento (40%) determinado por la autoridad municipal competente.

4.3. En nuevas habilitaciones urbanas o nuevas agrupaciones de vivienda referidas en el artículo 85 de la LCE.

4.4. Ampliación de la potencia contratada o en caso de que el Usuario reincida en utilizar una demanda mayor a la contratada, conforme lo establece el artículo 89 de la LCE y el Distribuidor detecte objetivamente dicha reincidencia.

Para poder exigir la Contribución Reembolsable la ampliación de la Potencia Contratada debe ser mayor de 50 kW. Si la potencia contratada fuese menor, el Interesado mantiene el derecho a efectuar la Contribución Reembolsable.

Que, de la lectura a las definiciones y obligaciones de contribuciones reembolsables mostradas en los cuadros anteriores, verifica que el caso de la línea de transmisión en 33 kV Challapampa – Goyoneche, cumple con estas condiciones, razón por la cual, existe la obligación de la contribución a ser asumida por SEAL a favor del tercero y en consecuencia, al asumir ese costo SEAL, se debería reconocer en el proceso de peajes, los costos asociados a las obras civiles.

Además, menciona que, en el momento de suscribir el acta no se hizo esa precisión, porque como se sabe el personal que usualmente participa en estos procesos de suscripción del acta, es netamente técnico por las características técnicas y eléctricas que requiere el acta y que debe ser verificada por la empresa y el Osinergmin, no siendo necesariamente parte de sus funciones el conocimiento normativo de procesos comerciales posteriores.

SEAL sostiene que, para el caso específico de la línea en 33 kV Challapampa – Goyoneche, existe el contrato N° GG-AL-025-2021-C.CSEAL referido al pago de la contribución reembolsable, el mismo que ya sido pagado por SEAL, tal como se verifica en la imagen siguiente:

Item	Código	Descripción	Und.	Cantidad	V.Unitario	P.Unitario	Descuento	Valor Total
1	04141100020020	CONST.DUCTOS PARA ACOMETIDA ELECTRICA 33KV HU CHALLAPAMPA O LA GOYONECHE Long. ducto 737.35m Inicio (BZ1) Av Villa Hermosa calle N2 Urb Challapampa Fin (BZ10) Pq José Olaya con Las Dalias DEV APORTES REEMBOLSO CONVENIO CONTRATO GG/AL 025-2021-CCSEAL	glt	1.00	199,584.76	235,510.02	0.00	199,584.76
DOSCIENTOS TREINTA Y CINCO MIL QUINIENTOS DIEZ Y 02/100 SOLES						Op. Gravada	S/	199,584.76
						Op. Inafecta	S/	0.00
						I.G.V.	S/	35,925.26
						Total Descuentos	S/	0.00
						<b>IMPORTE TOTAL</b>	S/	<b>235,510.02</b>
Observaciones de SUNAT:								

RUC N° 20602699537  
FACTURA  
ELECTRONICA  
N° F001-64

CHALLAPAMPA / CONSTRUCTORA CUMBRES CHALLAPAMPA S.A.C.  
CALALFONSO COBIAN NRO. 179 URB. SAN LUIS (ESPALDA DE PLAZA VEA EL CORTUJO) LIMA - LIMA  
LIMA-LIMA-BARRANCO

Nombre/Razón Social: SOCIEDAD ELECTRICA DEL SUR OESTE S A RUC: 20100188628 Fecha emisión: 25/10/2021  
Dirección CAL CONSUELO NRO. 310 AREQUIPA - AREQUIPA - AREQUIPA Moneda: SOLES Orden de Compra: -  
Forma de Pago: Crédito Fecha vencimiento: 24/11/2021 Total a Pagar: S/ 226,090.02

Por las razones expuestas SEAL solicita al regulador incluir en el proceso de fijación de peajes mayo 2025 – abril 2029, el reconocimiento de la línea en 33 kV Challapampa – Goyoneche, no se excluya del cálculo, los costos asociados a las obras civiles.

### Análisis de Osinerghmin

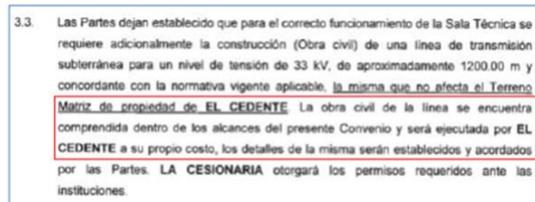
Al respecto, se debe hacer referencia al Anexo A del Informe N° 499-2018-GRT; donde SEAL argumenta que la empresa Olazabal International Investment & Services S.A.C., se encargará de las obras civiles de línea. Tal como se muestra a continuación:

- 2.20. Respecto al cable subterráneo Challapampa-La Goyoneche, solicitado como nuevo proyecto, SEAL debe aclarar si solamente está solicitando el conductor y accesorios correspondientes o el Módulo completo de línea de transmisión subterránea, dado que, según señala, la empresa Olazabal International Investment & Services S.A.C., se encargará de las obras civiles de línea y que, en la estructura de un Módulo de línea subterránea se considera las obras civiles correspondientes

#### Respuesta:

*En relación a lo observado, debemos precisar que tal como se evidenció en la página 109 del ESTUDIO, el convenio suscrito entre SEAL y Olazabal International Investment & Services S.A.C., considera para el caso del enlace entre Challapampa y La Goyoneche (Challapampa 2), solamente las obras civiles a cargo de la empresa Olazabal, dejando a cargo de SEAL las inversiones en el conductor subterráneo N2XSJY de 240 mm<sup>2</sup>, terminales y todo componente electromecánico que interviene para dicho proyecto.*

*En la imagen siguiente se evidencia la responsabilidad de la empresa Olazabal en la parte de las obras civiles solamente*



*Al respecto, el costo modular por km a emplear sin considerar los costos de obras civiles, es igual a US \$ 248,212, de acuerdo al detalle que se muestra en el cuadro siguiente, el cual corresponde a la modificación del archivo "VALORIZACION DE LINEAS DE TRANSMISION.xls".*

CÓDIGO MODULAR	:	LT-033SIU0XXS0C324052
NIVEL DE TENSIÓN	:	33 KV
DENOMINACION DE LA LINEA	:	Instalación Subterránea - SIMPLETERNA SIERRA
TIPO DE ESTRUCTURA	:	Instalación Subterránea
TIPO DE CONDUCTOR	:	XLPE CU 240 mm <sup>2</sup>

DESCRIPCIÓN	MONEDA	COSTO CON OBRAS CIVILES	COSTO SIN OBRAS CIVILES
COSTO OBRAS CIVILES	(US \$)	241,841	
COSTO OBRAS ELECTROMECÁNICAS	(US \$)	119,710	119,710
GASTOS GENERALES Y UTILIDAD DEL CONTRATISTA	(US \$)	52,944	52,944
INGENIERIA Y SUPERVISIÓN	(US \$)	54,324	54,324
GASTOS FINANCIEROS	(US \$)	15,846	15,846
GASTOS DE ADMINISTRACIÓN	(US \$)	6,587	6,587
<b>COSTO TOTAL POR KILOMETRO (SIN IVA)</b>	<b>(US \$)</b>	<b>490,053</b>	<b>248,212</b>

Bajo los mismos argumentos presentados por SEAL, Osinerghmin aceptó el proyecto y dejó constancia de que la empresa Olazabal International Investment & Services S.A.C. sería la encargada de ejecutar las obras civiles. Así se establece en el literal n) del numeral 6.3.2. del Informe Técnico N° 499-2018-GRT, lo cual también se replica en las notas del Acta N° 001-2025-SEAL. Dicha acta, firmada por SEAL, confirma que la empresa avaló la exclusión de las obras civiles del proyecto.

- n) Respecto a la solicitud de agregar al proyecto 13 del PI 2017-2021, la línea subterránea Challapampa - Goyoneche de 33 kV y 1 km de longitud, para el año 2021, se debe señalar que, por los argumentos presentados por SEAL, se considera conveniente aceptar dicha solicitud, para el año 2021, habida cuenta que, la referida línea permitirá alimentar la SET Goyoneche desde la SET Challapampa.

Asimismo, conforme señala la propia SEAL, se deja constancia que, la empresa Olazabal International Investment & Services S.A.C., se hace cargo de las obras civiles asociadas a la línea en análisis, por lo cual, para efectos remunerativos, el Módulo estándar a aplicar no tomará en cuenta las obras civiles. En este punto, se deja claro que, el monto a remunerar por la mencionada línea será determinada con posterioridad a la suscripción del Acta de Puesta en Servicio y de manera definitiva, retirando para ello, los costos asociados a obras civiles, los cuales serán asumidos por la empresa tercera, siendo que, SEAL, en ese momento y en el futuro, no podrá solicitar alguna remuneración adicional o reembolso.

Por lo expuesto, se aprueba la línea solicitada, con código modular "LT-033SIU0XXS0C3240S2-Dif", que corresponde a un código modular "LT-033SIU0XXS0C3240S2" sin obras civiles.

En consecuencia, no corresponde el reconocimiento de las obras civiles, dado que en el Informe N° 499-2018-GRT y Acta N° 001-2025-SEAL se dejó constancia de esta exclusión.

**Conclusión**

Por las razones explicadas en el análisis anterior, no se acoge esta opinión.

**5. INCONSISTENCIA EN LA RELACIÓN PÉRDIDAS VERSUS DEMANDA**

SEAL señala que, en el archivo "F\_500\_FactPerd\_AD09.xlsx", verifica que de los datos de potencia consignadas en las hojas "Pot\_Max\_Sist" y "Pot\_Coinc\_SEIN" versus los datos de pérdidas de la hoja F504, verifica una inconsistencia en la relación demanda versus pérdidas, toda vez que, al haber mayor demanda de potencia en la hoja "Pot\_Max\_Sist" respecto de la hoja "Pot\_Coinc\_SEIN", verifica en la hoja F504, que las pérdidas de potencia son invertidas, es decir, hay menores pérdidas cuando hay mayor demanda y viceversa, lo cual técnicamente no es correcto, porque las pérdidas son directamente proporcionales a la magnitud de demanda.

Además, menciona de manera de ejemplo para el caso del sistema Arequipa se tiene la siguiente información.

En la hoja "Pot_Max_Sist"						
Sistema	TensionDe	2025	2026	2027	2028	2029
Arequipa	DMAT A	613.32	613.32	613.32	613.32	613.32
Arequipa	DMAT B	148.72	148.72	148.72	148.72	148.72
Arequipa	DAT A	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Arequipa	DAT B	1.42	1.42	1.42	1.42	1.42
Arequipa	DMT	175.29	182.52	190.35	197.19	201.88

En la hoja "Pot_Coinc_SEIN"						
Sistema	TensionDemanda	2025	2026	2027	2028	2029
Arequipa	DMAT A	366.02	366.02	366.02	366.02	366.02
Arequipa	DMAT B	121.71	121.71	121.71	121.71	121.71
Arequipa	DAT A	-10.14	-10.14	-10.14	-10.14	-10.14
Arequipa	DAT B	-10.28	-10.28	-10.28	-10.28	-10.28
Arequipa	DMT	171.39	178.24	185.70	192.16	196.70

Al respecto menciona que, en la hoja Pot\_Max\_Sist se tiene valores de potencia de mayor magnitud que de la hoja Pot\_Coinc\_SEIN. Ahora veamos las pérdidas que se registran en la hoja F504.

PERDIDAS DE POTENCIA POR SISTEMAS (MW)							
AREA DE DEMANDA:		9 <--Ingresar Área		Paso 1 de 2			
		2025	2025	2026	2026	2027	2027
SISTEMA ELÉCTRICO	Tipo pérdidas	PERDIDA PARA POT. MAX DE SISTEMA (1)	COINCIDENTE CON MAX. SEIN (2)	PERDIDA PARA POT. MAX DE SISTEMA (1)	COINCIDENTE CON MAX. SEIN (2)	PERDIDA PARA POT. MAX DE SISTEMA (1)	COINCIDENTE CON MAX. SEIN (2)
<b>Arequipa</b>							
Transmisión MAT	Total	0.443	0.450	0.423	0.427	0.468	0.473
Transformación MAT/AT	Fijas	0.255	0.257	0.254	0.256	0.257	0.259
	Variables	0.050	0.047	0.055	0.051	0.061	0.057
	Total	0.306	0.305	0.309	0.308	0.318	0.316
Transmisión AT	Total	1.359	1.361	1.402	1.394	1.578	1.547
Transformación AT/MT	Fijas	0.358	0.361	0.354	0.357	0.357	0.361
	Variables	0.101	0.097	0.111	0.105	0.119	0.112
	Total	0.459	0.458	0.464	0.462	0.476	0.474

Que, de la hoja F504, las pérdidas de potencia para un mismo año y una misma barra y nivel de tensión, resultan menores para el caso de mayor demanda (hoja Pot\_Max\_Sist) respecto de las pérdidas para el caso de menor demanda (hoja Pot\_Coinc\_SEIN), cuando debió ser a la inversa.

Por las razones expuestas SEAL solicita al regulador revisar el proceso de cálculo de los factores de pérdidas, básicamente la información modelada y extraída del DigSilent y transferencia al archivo excel, a fin de que guarde debida consistencia con los resultados obtenidos y represente las pérdidas que efectivamente correspondan.

### Análisis de Osinerghmin

Sobre la inconsistencia que indica SEAL respecto a la relación de pérdidas vs demanda, es preciso señalar que los valores de pérdidas de potencia consignados en las columnas correspondientes a los escenarios de Demanda Máxima Coincidente a Nivel SISTEMA y a Nivel SEIN en el formato "F-504", no dependen directamente de los valores registrados en las hojas "Pot\_Coinc\_SEIN" y "Pot\_Max\_Sist". Estas últimas contienen valores totales de potencia coincidente con el sistema eléctrico y con el SEIN, mientras que las pérdidas de potencia en el formato "F-504" dependen directamente de la demanda modelada en el archivo de Flujo de Potencia "BD PI 25-29 SEIN-GRT - AD09.pfd" aprobado en el PI 2025-2029, y se obtienen a partir de los flujos de potencia del mismo, los cuales están registrados en las hojas "BD\_Sein\_trafo", "BD\_Sein\_lineas", "BD\_Sist\_trafo" y "BD\_Sist\_lineas".

En particular para el Sistema Eléctrico de Arequipa en el nivel de MAT durante los años 2025, 2026 y 2027, los elementos de transmisión considerados en la determinación de FPMd incluyen las líneas de transmisión: i) LT 138 kV Socabaya-Parque Industrial ("Ine Socabaya-Pque Industrial"), ii) LT 138 kV Santuario-Jesús ("L-1022") y iii) LT 138 kV Jesús - Socabaya ("L-1148"). Al respecto, se verifica que la demanda que alimentan estos elementos (demanda SET Jesús), y de la cual dependen directamente sus valores de pérdidas de potencia, es mayor en el escenario de Demanda Máxima Coincidente a Nivel SEIN en comparación con el escenario de Demanda Máxima Coincidente a Nivel SISTEMA. Esto explica que los valores de pérdidas de potencia respecto a la Transmisión MAT sean mayores en el escenario de Demanda Máxima Coincidente a Nivel SEIN.

En consecuencia, la comparación que realiza SEAL entre los valores de pérdidas de potencia y la potencia coincidente con el sistema eléctrico y SEIN (demanda total) no es adecuada, ya que no refleja la relación real entre los elementos específicos considerados para el cálculo del FPMd y la demanda que estos alimentan.

### Conclusión

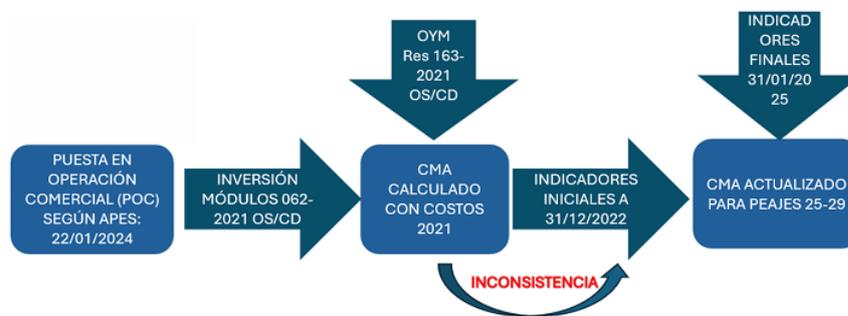
Por las razones explicadas en el análisis anterior, no se acoge esta opinión.

## A.19. Consorcio Eléctrico de Villacurí S.A. (CVC ENERGÍA)

### 1. ACTUALIZACIÓN DEL CMA DE ELEMENTOS INSTALADOS EN SET PAMPA PAÑALÁ

CVC ENERGÍA señala que, de la revisión de los archivos de cálculos que sustentan la Resolución N° 025-2025-OS CD, observa que Osinerghmin está obteniendo el CMA a partir de los módulos estándar aprobados con Resolución N° 062-2021-OS/CD (bajo el sustento de la tercera disposición complementaria de la Resolución N° 179-2018-OS/CD) y tomando indicadores iniciales al 31/12/2022 para realizar la actualización preliminar del CMA al (31/01/2025), finalmente con el CMA actualizado bajo criterio de Osinerghmin se realiza el cálculos de peajes del periodo mayo 2025 – abril 2029. A continuación, muestra un diagrama construido a partir del criterio aplicado por Osinerghmin.

Gráfica N° 1. Criterio aplicado por Osinerghmin



Adicionalmente menciona que, del gráfico anterior advierte una inconsistencia en el criterio empleado, ya que se están considerando indicadores iniciales que no corresponden al periodo de valorización del CMA, esto se debe al incumplimiento de lo establecido en el numeral II del literal d) del Artículo 139 del RLCE, el cual establece que:

*“El Costo Medio Anual, de las instalaciones de transmisión, a que se refiere el numeral II) del literal b) del presente Artículo, **se establecerá de forma definitiva con base a los costos estándares de mercado vigentes a la fecha de su entrada en operación comercial.** Este costo se actualizará en cada proceso regulatorio conjuntamente con la fijación de Compensaciones y Peajes.”*  
(negrita y subrayado de CVC ENERGÍA)

CVC ENERGÍA menciona que, la Norma de Altas y Bajas aprobada con Resolución N° 057-2020 OS/CD, que entró en vigencia a partir del 01 de mayo de 2021 define operación comercial y puesta en servicio como:

*“4.8 Operación comercial: se considera que un elemento se encuentra en Operación Comercial, cuando cumple de manera continua, con el servicio para el cual fue previsto en el Plan de Inversiones y sus eventuales modificaciones o en el Plan de Transmisión.*

*4.13. Puesta en servicio: Es la fecha a partir del cual un Elemento del SCT inicia su Operación Comercial manteniéndose bajo carga eléctrica, por un periodo no menor a 48 horas continuas. También es **la fecha que se consigna en el Acta de Verificación de Alta** a que se refiere el numeral 4.1 **y a partir de la cual el Titular tiene derecho a percibir el Costo Medio Anual establecido en el RLCE.***  
(negrita y subrayado de CVC ENERGÍA)

CVC ENERGÍA añade que, dado que el APES es de fecha 22/01/2024, en estricto cumplimiento de lo establecido en el numeral II del literal d) del Artículo 139 del RLCE y la Norma de Altas y Bajas la inversión debe ser valorizada con módulos estándar de 2024 (Resolución N° 037-2024-OS/CD) y los ingresos por CMA (@Inversión + COyM) debe ser desde enero 2024 hasta enero 2054 (30 años).

Por lo que CVC ENERGÍA solicita al regulador aplicar correctamente numeral II del literal d) del Artículo 139 del RLCE y la Norma de Altas y Bajas a fin de recalcular el saldo reconocido a favor de CVC ENERGÍA.

### **Análisis de Osinergmin**

COELVISAC señala que se debe utilizar la BDME aprobada con Resolución N° 037-2024-OS/CD, fundamentado en el numeral ii) del literal d) del artículo 139 del RLCE, donde se señala que:

*ii) El Costo Medio Anual, de las instalaciones de transmisión, a que se refiere el numeral ii) del literal b) del presente Artículo, se establecerá de forma definitiva con base a los costos estándares de mercado vigentes a la fecha de su entrada en operación comercial. Este costo se actualizará en cada proceso regulatorio conjuntamente con la fijación de Compensaciones y Peajes.*

Al respecto, se debe señalar que la BDME aprobada con Resolución N° 062-2021-OS/CD aún sigue vigente para ser utilizado en las instalaciones que fueron aprobadas hasta el PI 2017-2021. Tal como se señala en la tercera disposición complementaria final de la Resolución N° 179-2018-OS/CD.

***Tercera:** La Base de Datos de los Módulos Estándares de Inversión aprobada mediante Resolución N° 177-2015-OS/CD, sus modificatorias y actualizaciones, se encontrará vigente para valorizar instalaciones que entren en servicio, pertenecientes hasta el Plan de Inversiones 2017 - 2021.*

Sin perjuicio de lo señalado, respecto a los factores de actualización, se debe indicar que la BDME aprobada con Resolución N° 062-2021-OS/CD tiene sus valores expresados a diciembre del 2020; por lo tanto, para la actualización del CMA en el proceso de Fijación de Peajes y Compensaciones 2021-2025, corresponde considerar para la fórmula de actualización los índices iniciales a diciembre del 2020.

De ese modo, aunque los elementos hayan entrado en operación comercial con posterioridad a la entrada en vigencia del Plan de Inversiones 2021-2025, es decir en el año 2024 según el APES, esto no implica que Osinergmin deba efectuar la valorización con la base de datos aprobada con Resolución N° 080-2022-OS/CD incluyendo sus respectivas actualizaciones (base de datos vigente), que si bien es una BDME posterior a la aprobada en el año 2018, no es aplicable al presente caso por lo dispuesto en aquella oportunidad.

### **Conclusión**

Por las razones explicadas en el análisis anterior, se acoge parcialmente esta opinión.

**2. ASIGNACIÓN DE PAGO DE LOS EQUIPOS EN 60 KV INSTALADOS POR CVC ENERGÍA EN LA SET PAMPA PAÑALÁ**

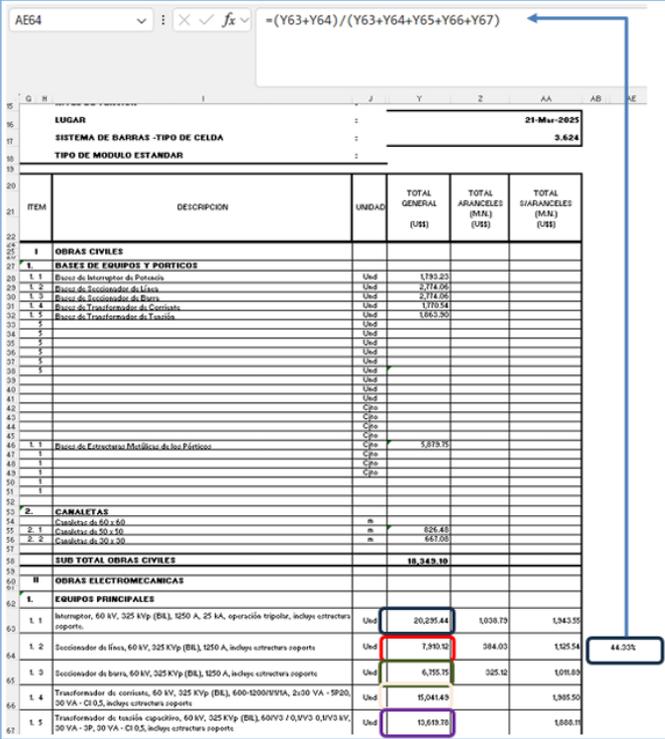
CVC ENERGÍA señala que, en el numeral 5.4.2.1.4 del Informe N° 097-2025-GRT que sustenta la Resolución N° 025-2025-OS/CD, se mencionan los equipos instalados en la SET Pampa Pañalá (Interruptor y Seccionador de Línea) y la asignación de pago de 38,58% del valor de la celda de línea a favor de CVC ENERGÍA (indicado en valor sin fórmula para hacer una trazabilidad). Al revisar la hoja "Form Celdas" del Excel "062-2021 Nuevos Módulos\_PP.xlsx" contenida en la carpeta 4.1 "Inversiones" se puede apreciar que el porcentaje de 38,58% se obtiene sólo considerando costos en moneda nacional e inclusive sin aranceles, tal como se evidencia en la siguiente gráfica.

**Gráfica N° 2. Porcentaje tomando costos de columna "AA"**

ITEM	DESCRIPCION	UNIDAD	TOTAL GENERAL (USD)	TOTAL ARANCELES (MIL USD)	TOTAL SIN ARANCELES (MIL USD)
<b>I OBRAS CIVILES</b>					
<b>E BASES DE EQUIPOS Y PORTICOS</b>					
1	Base de Interruptor de Potencia	Und	1,793.23		
2	Base de Seccionador de Línea	Und	2,714.96		
3	Base de Seccionador de Buses	Und	2,714.96		
4	Base de Transformador de Corriente	Und	1,715.54		
5	Base de Transformador de Tensión	Und	1,663.30		
1	Base de Estructuras Metálicas de las Plátanos	Cmo	5,813.35		
<b>II OBRAS ELECTROMECANICAS</b>					
<b>L EQUIPOS PRINCIPALES</b>					
1	Interruptor, 60 kV, 325 kVp (BR), 1250 A, 25 kA, operación tripolar, incluye extractores soporte.	Und	20,295.44	1,038.19	1,943.55
2	Seccionador de línea, 60 kV, 325 kVp (BR), 1250 A, incluye extractores soporte.	Und	3,390.12	384.00	1,125.54
3	Seccionador de buses, 60 kV, 325 kVp (BR), 1250 A, incluye extractores soporte.	Und	6,751.35	325.12	1,011.83
4	Transformador de corriente, 60 kV, 325 kVp (BR), 600-1200V/MVA, 2x30 VA - SP20, 30 VA - CI 0.5, incluye extractores soporte.	Und	15,041.43		1,905.56
5	Transformador de tensión capacitivo, 60 kV, 325 kVp (BR), 60V/3 / 0.1V/3 0.1V/3 kV, 30 VA - SP, 30 VA - CI 0.5, incluye extractores soporte.	Und	13,613.10		1,858.18

Adicionalmente menciona que, como se observa en la gráfica anterior, Osinerghmin no está aplicando el criterio de "la asignación de inversiones en función del peso relativo de los costos de los equipos principales" correctamente, el cálculo debe considerar el costo total de los equipos, el cual ya está consignado en la columna "Y" como se puede apreciar en la siguiente gráfica. Haciendo el recálculo con el mismo archivo de Osinerghmin (módulos 2021) se obtiene 44,33% de asignación de pago a favor de CVC ENERGÍA. Lo anterior indicado se evidencia en la siguiente gráfica.

Gráfica N° 3. Porcentaje tomando costos de columna "Y"



CVC ENERGÍA menciona que, en el caso de aplicar módulos de 2024 se obtiene un 47,32 % a favor de CV Energía (Los cálculos se encuentra en el Anexo I.

Por lo que CVC ENERGÍA solicita al regulador aplicar los módulos de 2024 y considerar los costos consignados como "TOTAL GENERAL" para el recálculo del porcentaje de la celda e incluir el CMA resultante dentro del cálculo del procedimiento de "Liquidación Anual de Ingresos por el Servicio de Transmisión Eléctrica de los SST y/o SCT 2025".

**Análisis de Osinerghmin**

Al respecto, se verifica que hubo un error material al momento de la selección de celdas; dado que, se consideró la columna "Total Sin Aranceles" cuando se debió escoger la columna "Total General". Por lo tanto, el peso que le corresponde a COELVISAC es de 44,33%.

**Conclusión**

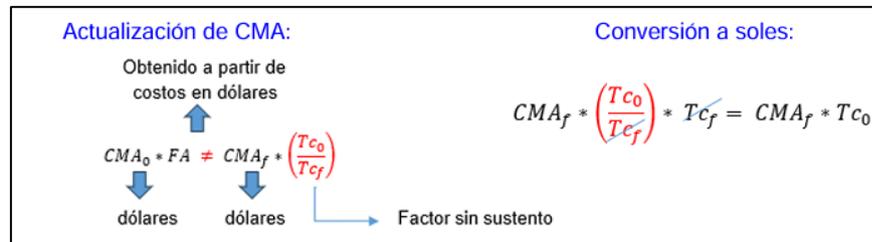
Por las razones explicadas en el análisis anterior, se acoge esta opinión.

**3. RESPECTO AL FACTOR DE ACTUALIZACIÓN**

CVC ENERGÍA señala que, Osinerghmin en la página 301 del Informe N° 097-2025-GRT que sustenta la Resolución N° 025-2025 OS/CD, indica lo siguiente:

*"... Por otro lado, respecto a la fórmula de actualización del CMA, si bien CVC ENERGÍA hace mención al numeral 24.6 de la NORMA TARIFAS; este numeral se debe complementar con lo señalado en el numeral 24.5 y anteriores numerales de dicha norma. Cabe señalar, que la actualización del CMA en soles fue considerado desde la primera fijación de pajes y compensaciones y aceptada por todos los agentes en los distintos procesos regulatorios."  
(negrita y subrayado de CVC ENERGÍA)*

Menciona que, de la revisión de los archivos de cálculo que sustentan la Resolución N° 025-2025-OS/CD, observa que Osinergrmin luego de la actualización en dólares está aplicando un factor sin sustento ( $Tc_0/Tc_f$ ) cuyo propósito es que en la conversión en soles prevalezca el tipo de cambio inicial (anulando el efecto del factor de actualización). El criterio aplicado por Osinergrmin es el mostrado en el siguiente esquema.



CVC ENERGÍA menciona que, evidencia que Osinergrmin está aplicando el Tipo de Cambio Inicial ( $TC_0$ ) al CMA actualizado en dólares, lo cual implica convertir a soles con un TC desactualizado obteniendo un CMA en soles que no es válido en el mercado y que no refleja el impacto del tipo de cambio a lo largo del tiempo generando perjuicios económicos a las empresas.

Al respecto, precisa que el Factor de actualización (FA) sólo es un coeficiente utilizado para ajustar valores económicos a lo largo del tiempo. En el caso de los SST y SCT la fórmula de actualización es definida en el numeral 28 de la NORMA TARIFAS, transcrita textualmente a continuación:

“28.2 Las fórmulas de actualización se determinan sobre la base de los porcentajes de participación en el CMA de los recursos provenientes del extranjero (moneda extranjera), los recursos de procedencia local (moneda nacional), los costos del Aluminio y los costos del Cobre.

28.3 A partir de las fórmulas de actualización se determina el Factor de Actualización (FA), los cuales se aplican a los valores fijados en cada Resolución de acuerdo con las condiciones de aplicación señaladas en la misma. La fórmula para determinar el FA es la siguiente:

$$FA = \left( a \frac{Tc}{Tc_0} + b \frac{IPM}{IPM_0} + c \frac{Pc}{Pc_0} + d \frac{Pal}{Pal_0} \right)$$

Donde:

FA: Factor de actualización...

TC: Tipo de cambio para el dólar de los Estados Unidos de Norteamérica ...

TC<sub>0</sub>: Tipo de cambio inicial ...

IPM: Índice General al Por Mayor ...

IPM<sub>0</sub>: Índice General al Por Mayor inicial ...

Pc: Índice del Precio del Cobre ...

Pc<sub>0</sub>: Índice inicial del precio del cobre ...

Pal: Índice del precio de Aluminio...

Pal<sub>0</sub>: Índice inicial del precio de Aluminio...

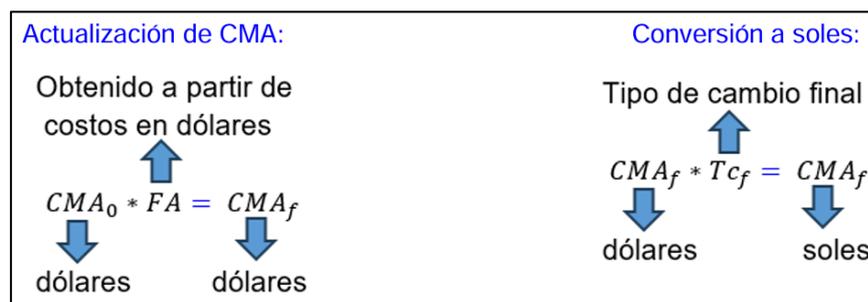
a: Porcentaje de participación del costo de procedencia extranjera (sin incluir el componente de Cobre y Aluminio).

- b: *Porcentaje de participación del costo de procedencia nacional (sin incluir el componente Cobre y Aluminio).*
- c: *Porcentaje de participación de costos del Cobre.*
- d: *Porcentaje de participación de costos de Aluminio."*

Además, CVC ENERGÍA menciona que, de acuerdo con lo establecido en el Artículo 28 de la NORMA TARIFAS los coeficientes de la fórmula de actualización (a, b, c y d) se definen como el porcentaje de participación de los costos, formados por la inversión y la operación y mantenimiento, cabe precisar que los costos de inversión son calculados utilizando la base de datos de módulos estándar (BDME) el cual brinda costos expresados en dólares.

Añade que, respecto a las variables TC, IPM, Pcu y Pal, estas son publicadas mensualmente y también son expresadas en dólares. En tal sentido, dichos coeficientes de actualización, variables y en consecuencia el FA son obtenidos a través de costos en dólares.

Precisa que, la NORMA TARIFAS no establece que la actualización del CMA debe ser en soles, por el contrario, dado que el FA es obtenido a partir de costos en dólares lo correcto es actualizar el CMA en dólares y a fin de realizar los cálculos de peajes y compensaciones simplemente basta con aplicar el tipo de cambio final y obtener el CMA en soles, tal como muestra en el siguiente esquema:



Por lo que CVC ENERGÍA solicita al regulador aplicar correctamente el Factor de Actualización.

### Análisis de Osinerghmin

Al respecto se debe señalar que si bien el CMA se calcula en dólares americanos (debido a que la BDME se encuentra en dólares americanos); sin embargo, se expresa en moneda nacional con el tipo de cambio correspondiente al último día hábil de marzo del año tarifario, todo esto acorde al numeral 24.5 y 24.6 de la Norma Tarifas.

Por lo tanto, la interpretación que realiza COELVISAC está errada, dado que, Osinerghmin primero fija el CMA en soles; y a ese valor fijado recién aplica la fórmula de actualización que señala el artículo 28.2 y 28.3 de la Norma Tarifas

$$CMA_{Soles} = CMA_{Dolares} \times TC_o$$

$$CMA_{Actualizado-soles} = CMA_{Dolares} \times TC_o \times FA = CMA_{Soles} \times FA$$

Por lo tanto, la consideración del factor (TC<sub>o</sub>/TC<sub>f</sub>) en el archivo de cálculo, solo corresponde a un aspecto de estructura del archivo, dado que, en el formato F-515 se está multiplicando

por el valor de (TCf) quedando la formula final la mostrado anteriormente. Por lo tanto, la fórmula matemática es la siguiente:

$$CMA_{Actualizado-soles} = (CMA_{Dolares} \times TC_o \times F \times \frac{1}{TC_f}) \times TC_f$$

Cabe señalar que la fijación del CMA en soles se ha realizado en los distintos procesos regulatorios de Fijación de Peajes y Compensaciones publicados por Osinergrmin.

### Conclusión

Por las razones explicadas en el análisis anterior, no se acoge esta opinión.

#### 4. RESPECTO A LA DETERMINACIÓN DEL MONTO A SER ASUMIDO POR H2OLMOS EN EL PERÍODO 2025 – 2029

CVC ENERGÍA señala que, en el Contrato de Concesión del Proyecto Irrigación Olmos, suscrito el 11 de junio de 2010 entre H2Olmos S.A. (“H2Olmos”) y el Estado Peruano, vía el GORE-Lambayeque (“Contrato de Concesión de Irrigación”) se especifica que H2Olmos tiene la carga, entre otras, de implementar una Línea de Transmisión, así como mantenerla como parte de los activos de la concesión a transferirse al GORE-Lambayeque al finalizar el período de vigencia contractual. La línea de transmisión a la que hace referencia dicho contrato es el Sistema Complementario de Transmisión de Libre Negociación “Línea de Transmisión en 220 kV Felam – Tierras Nuevas y subestaciones asociadas” (“SCTLN Felam – Tierras Nuevas”).

Añade que, uno de los aspectos esenciales que debe considerarse radica en la obligación contenida en la cláusula segunda de la Adenda al Contrato de Transferencia de Alícuota, suscrito el 03 de diciembre de 2013 entre H2Olmos y CVC ENERGÍA (“Adenda al Contrato de Transferencia de Alícuota”), la cual establece que:

“(…)

CLAUSULA SEGUNDA: OBJETO

(…)

H2Olmos cede a favor de Coelvisac los flujos dinerarios derivados del 5% de los derechos de que es titular sobre la Línea de Transmisión de 150 MV A y la infraestructura asociada a ella como está descrita en el numeral 1.3. del Contrato de Transferencia de Alícuota como reconocimiento por la autoría y concepción del Proyecto Energético Tierras Nuevas por un plazo que rige desde la firma de la presente Adenda hasta el término de la Concesión de H2Olmos.

(…)” (el subrayado es de CVC ENERGÍA).

Menciona que, dicha obligación de ceder los flujos dinerarios regirá desde la firma de la Adenda al Contrato de Transferencia de Alícuota hasta el término de la concesión de H2Olmos. Precisamente, cuando se hace referencia a los flujos dinerarios, y a que CVC ENERGÍA podrá recibirlas hasta el término de la concesión, estas deben entenderse a la luz de lo establecido en el numeral 3.2 de la Cláusula 3° de la Quinta Adenda al Contrato de Concesión de Irrigación, suscrito el 05 de marzo de 2014 entre H2Olmos y el Estado Peruano, vía el GORE-Lambayeque, cuando refiere que:

“(…)

*Una vez concluida la Concesión, el Concedente será titular de los derechos de cobro y los flujos dinerarios generados por la Línea de Transmisión de una capacidad de 7.5 MVA correspondientes a la alícuota de 5%, flujos que significarán ingresos equivalentes al que le correspondería percibir al Concedente conforme al sistema de electrificación originalmente pactado referido en el numeral 1.2 de la presente Adenda"*  
(el subrayado es de CVC ENERGÍA)

Agrega que, conforme a la lectura de dichas disposiciones, evidencia que existe una obligación que está siendo inobservada por H2Olmos en perjuicio de CVC ENERGÍA, en tanto hasta la fecha del presente escrito de opiniones y sugerencias no se ha recibido pago alguno por dicho concepto.

Además menciona que, resulta claro que la falta de pago genera un perjuicio a CVC ENERGÍA, a pesar de que su justificación encuentra sustento en el Contrato de Concesión de Irrigación, el cual establece que durante el plazo de vigencia del Contrato de Concesión de Irrigación, H2Olmos cobrará una Tarifa a los adjudicatarios de las tierras del Proyecto Olmos, tarifa estructurada por el servicio de riego prestado a través de todos los activos que conforman el Proyecto Olmos, entre los que se encuentra el SCTLN Felam – Tierras Nuevas.

Menciona que, a través de la tarifa del servicio de riego, H2Olmos en calidad de concesionaria de riego, cobra a sus usuarios desde el inicio del plazo de vigencia de la concesión y podrá cobrar hasta el año 2043 (tiempo de vida útil de la instalación según la NORMA TARIFAS y en el supuesto de que se amplíe el plazo de vigencia de concesión) un monto proporcional que corresponde a una determinada capacidad del SCTLN Felam – Tierras Nuevas, razón por la cual tiene que transferir esta proporción recaudada a quien realmente presta el servicio de transmisión (en este caso, CVC ENERGÍA).

Adicionalmente dice que, a pesar de dichas consideraciones, y de que las consecuencias de dicha falta de fijación (ruptura en la cadena de pagos principalmente) fueron comunicados mediante Carta N° S-LIM-LEG-25-00083 de fecha 07 de febrero de 2025, en el proyecto bajo comentario se omitió fijar las compensaciones aplicables a la capacidad reservada del SCTLN Felam – Tierras Nuevas de 7.5 MVA para el periodo 2025 – 2029 (ni aquellas aplicables a la consideración de 15 MVA como capacidad reservada).

Menciona que, resulta prioritario para CVC ENERGÍA que el Regulador pueda advertir de que los montos a ser pagados por H2Olmos únicamente pueden ser determinados a partir de un adecuado uso de los cálculos a los que arribó el Regulador en la Resolución 172-2024-OS/CD y 203-2024-OS/CD.

Además, indica que, los textos contractuales previamente citados no clarifican la metodología a ser utilizada por CVC ENERGÍA en la determinación de los referidos montos, por lo que –al no ser un monto determinado ni determinable sin los cálculos previos efectuados del Regulador– su no fijación genera un estado de indefensión en nuestra representada. Como prueba de ello, tienen que la estructura de la tarifa de riego contemplada en el Anexo II del Contrato de Concesión de Irrigación, no resulta lo suficientemente clara respecto al componente eléctrico (lo que no significa que no la integre).

En concordancia con lo anterior CVC ENERGÍA sostiene que, cabe indicar que la determinabilidad está referida a la posibilidad de identificación. Es decir, una prestación será determinada cuando existe plena individualización de ella y será determinable, cuando, no

habiendo plena identificación, exista la posibilidad de individualizarlas. Sin embargo, siendo que la obligación no es pasible de individualización por sí sola, debido a que el monto a ser pagado por H2OImos se encuentra sujeta a los cálculos efectuados por Osinerghmin en la fijación tarifaria, qué duda cabría respecto a considerar que la participación del Regulador se encuentra debidamente justificada.

Menciona que, en efecto, dicha aseveración se encuentra respaldada en la solicitud planteada a través de la Carta N° S-LIM-LEG-25-00122 de fecha 26 de febrero de 2025, mediante la cual solicitan formalmente la validación de las fórmulas utilizadas y/o cálculos efectuados por CVC ENERGÍA en la determinación de los montos pendientes de pago de H2OImos.

Además, menciona que, en virtud del principio de subsidiaridad, previsto en el artículo 11° del Reglamento General de Osinerghmin, el regulador está facultado a fijar las compensaciones que corresponden ser pagadas por H2OImos, así como fijar las Tarifas a ser pagadas por el área de demanda 2, en su calidad de tercero beneficiario por el servicio de transmisión otorgado a través del SCTLN Felam – Tierras Nuevas, sin perjuicio de los acuerdos o pactos de ejecución de infraestructura o compromisos remunerativos privados entre H2OImos y CVC ENERGÍA.

También menciona que, en tal sentido, Osinerghmin ya ha determinado en regulación anterior (Resolución N° 144-2018-OS/CD) que el requirente de una instalación pague una determinada compensación mensual, independientemente de los acuerdos privados, por lo que para el período 2025 – 2029 CVC ENERGÍA tiene la expectativa legítima de que, razonablemente, Osinerghmin incluya a H2OImos dentro del pago solicitado.

Por lo que CVC ENERGÍA solicita al regulador fijar las compensaciones aplicables a H2OImos para el período 2025 – 2029 por la capacidad reservada del SCTLN Felam – Tierras Nuevas.

### **Análisis de Osinerghmin**

Al respecto, la presente solicitud fue analizada ampliamente en las Resoluciones N° 172-2024-OS/CD y N° 198-2024-OS/CD, donde se concluyó que existe un pacto remunerativo entre H2OImos y COELVISAC por lo cual no corresponde la intervención del regulador.

Sin perjuicio de lo anterior, en el informe legal N° 224-2025-GRT se indican las razones por las que no se acoge esta opinión.

### **Conclusión**

Por las razones explicadas en el análisis anterior, no se acoge esta opinión.

## A.20. Electrocentro S.A. (ELECTROCENTRO)

### 1. INYECCIONES DE GENERACIÓN

ELECTROCENTRO señala que las inyecciones de generación considerados en el cálculo de los factores de pérdidas medias no son representativas.

Área	Central	2025	2026	2027	2028	2029	Sistema	NT
5	C.H. Chalhuanayo	3.91	3.91	3.91	3.91	3.91	Chalhuanayo	DMT
5	C.H. San Francisco	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	Ayacucho, Hu	DMT
5	C.H. Huasahuasi I	5.15	5.15	5.15	5.15	5.15	Tarma - Chan	DAT B
5	C.H. Huasahuasi II	5.56	5.56	5.56	5.56	5.56	Tarma - Chan	DAT B
5	C.H. Runatullo II	20.06	20.06	20.06	20.06	20.06	Huancayo, Va	DAT B
5	C.H. Runatullo III	20.02	20.02	20.02	20.02	20.02	Huancayo, Va	DAT B
5	C.H. Cangallo	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	Ayacucho, Hu	DMT
5	C.H. Huanchor	18.48	18.48	18.48	18.48	18.48	Pasco y Pasc	DAT B
5	C.H. Malpaso	47.22	47.22	47.22	47.22	47.22	Pasco y Pasc	DAT B
5	C.H. Pachachaca	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	Pasco y Pasc	DAT B
5	C.H. Canchayllo	3.86	3.86	3.86	3.86	3.86	Pasco y Pasc	DAT B
5	C.H. Marañón	16.70	16.70	16.70	16.70	16.70	Pasco y Pasc	DAT B
5	C.H. Oroya	5.72	5.72	5.72	5.72	5.72	Pasco y Pasc	DAT B
5	C.H. Renovandes	20.40	20.40	20.40	20.40	20.40	Tarma - Chan	DAT B
5	C.H. LLUSITA G1	0.24	0.24	0.24	0.24	0.24	Ayacucho, Hu	DMT
5	C.H. LLUSITA G2	0.23	0.23	0.23	0.23	0.23	Ayacucho, Hu	DMT
5	C.H. QUICAPATA G1	0.43	0.43	0.43	0.43	0.43	Ayacucho, Hu	DMT
5	C.H. QUICAPATA G2	0.31	0.31	0.31	0.31	0.31	Ayacucho, Hu	DMT
5	CH ACOBAMBILLA	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	Huancayo, Va	DMT
5	CH CHAMISERIA	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	Huancayo, Va	DMT
5	C.H. CONCEPCION	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	Huancayo, Va	DMT
5	C.H. CONCEPCION	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	Huancayo, Va	DMT
5	C.H. HUARISCA G1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	Huancayo, Va	DAT B
5	C.H. HUARISCA G2	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	Huancayo, Va	DAT B
5	C.H. INGENIO G1	0.44	0.44	0.44	0.44	0.44	Huancayo, Va	DMT
5	C.H. MACHU G1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	Huancayo, Va	DMT
5	C.H. MACHU G2	0.31	0.31	0.31	0.31	0.31	Huancayo, Va	DMT
5	C.H. SAN BALVIN G1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	Pampas y Tal	DMT
5	C.H. SAN BALVIN G2	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	Pampas y Tal	DMT
5	C.H. SAN BALVIN G3	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	Pampas y Tal	DMT
5	CH CHANCHAMAYC	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	Tarma - Chan	DMT
5	CH CHANCHAMAYC	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	Tarma - Chan	DMT
5	CH PICHANAKI	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	Chalhuanayo	DMT
5	CH PICHANAKI	0.41	0.41	0.41	0.41	0.41	Chalhuanayo	DMT
5	POZU_G1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	Chalhuanayo	DMT
5	POZU_G2	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	Chalhuanayo	DMT
5	CH ACOBAMBILLA	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	Huancayo, Va	DMT
5	CH PACCHA	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	Tarma - Chan	DMT
5	CH PACCHA	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	Tarma - Chan	DMT

#### Inyecciones en MT:

Que, en el cuadro siguiente presentan las inyecciones máximas de potencia registradas entre enero y diciembre de 2022 para las centrales hidroeléctricas pertenecientes a ELECTROCENTRO:

## Inyecciones de generación – Año 2022 (MW)

Central	Ene-22	Feb-22	Mar-22	Abr-22	May-22	Jun-22	Jul-22	Ago-22	Set-22	Oct-22	Nov-22	Dic-22	MAX	SEIN
Central														
C.H. LLUSITA G1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.52	0.44	0.44	0.49	0.46	0.52	0.24
C.H. LLUSITA G2	0.57	0.57	0.58	0.58	0.57	0.57	0.00	0.32	0.31	0.35	0.28	0.37	0.58	0.23
C.H. QUICAPATA G1	0.42	0.42	0.42	0.43	0.43	0.43	0.44	0.43	0.44	0.43	0.44	0.44	0.44	0.43
C.H. QUICAPATA G2	0.42	0.41	0.41	0.42	0.44	0.42	0.42	0.42	0.41	0.35	0.36	0.35	0.44	0.31
C.H. SAN FRANCISCO G1	0.00	0.15	0.15	0.66	0.55	0.45	0.55	0.59	0.55	0.45	0.40	0.40	0.66	0.40
C.H. SAN FRANCISCO G2	0.65	0.66	0.14	0.66	0.66	0.66	0.66	0.67	0.66	0.65	0.61	0.61	0.67	0.60
CH ACOBAMBILLA	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Central														
CH CHAMISERÍA	0.26	0.26	0.23	0.25	0.25	0.23	0.17	0.12	0.22	0.23	0.24	0.25	0.26	0.09
C.H. CONCEPCION G1	0.23	0.15	0.21	0.19	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.23	0.00
C.H. CONCEPCION G2	0.28	0.29	0.28	0.31	0.27	0.30	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.31	0.00
C.H. HUARISCA G1	1.34	1.41	1.34	1.53	1.59	0.00	1.42	1.33	1.25	1.12	0.72	1.62	1.62	0.51
C.H. HUARISCA G2	1.51	1.33	1.27	1.24	1.59	1.60	1.55	0.00	0.00	0.96	0.76	1.46	1.60	0.00
C.H. INGENIO G1	1.27	1.30	1.28	1.26	1.16	1.08	0.89	0.85	0.71	0.77	0.60	0.91	1.30	0.44
C.H. MACHU G1	0.44	0.44	0.45	0.44	0.44	0.44	0.43	0.44	0.44	0.49	0.43	0.43	0.49	0.00
C.H. MACHU G2	0.44	0.44	0.44	0.44	0.44	0.42	0.00	0.00	0.00	0.00	0.43	0.46	0.46	0.31
C.H. SAN BALVIN G1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.10	0.00	0.00	0.08	0.00	0.00	0.05	0.10	0.00
C.H. SAN BALVIN G2	0.09	0.09	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.09	0.08	0.09	0.08
C.H. SAN BALVIN G3	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09
C.H. CHALHUAMAYO	1.60	1.60	1.61	1.61	1.60	1.59	1.62	1.68	1.65	1.61	1.61	1.60	1.68	1.30
C.H. CHALHUAMAYO	1.41	1.41	1.40	1.42	1.40	1.40	1.49	1.68	1.66	1.60	1.60	1.60	1.68	1.20
C.H. CHALHUAMAYO	2.10	1.51	2.13	2.04	2.04	2.03	2.06	1.98	1.81	2.03	2.01	1.61	2.13	1.41
C.H. CHALHUAMAYO	0.00	0.00	2.01	2.01	1.92	1.93	0.66	0.64	1.55	0.00	0.00	0.00	2.01	0.00
CH CHANCHAMAYO	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.32	0.32	0.32	0.32	0.32	0.32	0.30
CH CHANCHAMAYO	0.23	0.23	0.23	0.23	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.23	0.00
CH PICHANAKI	0.38	0.42	0.49	0.45	0.37	0.49	0.66	0.49	0.39	0.43	0.44	0.00	0.66	0.00
CH PICHANAKI	0.45	0.48	0.47	0.46	0.46	0.45	0.45	0.44	0.43	0.48	0.41	0.42	0.48	0.41
POZU_G1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
POZU_G2	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
CH ACOBAMBILLA	0.14	0.11	0.08	0.07	0.16	0.17	0.16	0.15	0.18	0.18	0.17	0.15	0.18	0.11
CH PACCHA	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.00	0.09	0.09	0.09	0.09
CH PACCHA	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10	0.12	0.10	0.10	0.12	0.10

Fuente: Mediciones de la Generación Propia de ELC

Menciona que al observar los valores considerados por Osinerghmin no son representativos y difieren significativamente de las máximas inyecciones de potencia registradas durante el 2022.

Adicionalmente menciona que para el cálculo de la inyección de energía en los sistemas eléctricos del Área de Demanda 5, se ha estimado un factor de carga promedio de 0.59 (ver formato F-505). Sin embargo, considerando dicho factor y las inyecciones de potencia asumidas por Osinerghmin, las inyecciones de energía resultantes serían significativamente menores a las realmente registradas, lo que afecta la representatividad del cálculo.

#### Inyecciones en AT y MAT

ELECTROCENTRO menciona que en el caso de las centrales hidroeléctricas C.H. Chalhuamayo, C.H. San Francisco, C.H. Huasahuasi I, C.H. Huasahuasi II, C.H. Runatullo II, C.H. Runatullo III, C.H. Cangallo, C.H. Huanchor, C.H. Malpaso, C.H. Pachachaca, C.H. Canchayllo, C.H. Maraón y la C.H. Oroya, el cálculo de las inyecciones de generación debe considerar la potencia efectiva declarada por el COES para la operación del sistema eléctrico.

Por lo que ELECTROCENTRO solicita corregir las inyecciones de generación en la hoja "Pot\_Coinc\_SEIN" del archivo "F\_500\_FactPerd\_AD05.xls", tomando como referencia:

- (1) Los valores máximos registrados en 2022, según las mediciones oficiales.
- (2) La potencia efectiva declarada en el COES para la operación del sistema eléctrico

### **Análisis de Osinerghmin**

Con relación a lo afirmado por ELECTROCENTRO, respecto que las inyecciones de generación consideradas en el cálculo de los FPMd no son representativas, dicha concesionaria basa esta afirmación en que los valores empleados difieren significativamente de las máximas inyecciones de potencia de la central durante el año 2022, la cual se puede producir en cualquier momento del año; sin embargo, para ello no sustenta el empleo de estas máximas inyecciones de potencia como valores a ser considerados para las inyecciones de potencia durante un régimen de producción que se mantiene durante el año.

Considerando lo anteriormente expuesto, con relación a los valores de inyecciones utilizados para el cálculo de los FPMd correspondientes a las centrales no despachadas por el COES que presenta ELECTROCENTRO, se tomó los valores de inyecciones presentados por la misma concesionaria en su PROPUESTA FINAL (archivo F\_500\_FactPerd\_AD05.xlsm) para aquellas centrales no despachadas por el COES; dichos valores concuerdan con los registros de medición de inyección de potencia en máxima demanda de la respectiva central presentados por ELECTROCENTRO en su PROPUESTA FINAL.

Por otro lado, como puede observarse en el cuadro que presenta ELECTROCENTRO a modo comparativo, las mayores diferencias respecto a su apreciación de tomar como referencia la máxima inyección de la central ocurrida durante el año, se registran en aquellas centrales cuyo régimen de producción es irregular, como por el ejemplo el caso de las centrales C.H. Llusita, C.H. San Francisco, C.H. Concepción (la cual como se observa en los meses de máxima demanda no registra inyecciones), entre otras, motivo por el cual se empleó la PROPUESTA FINAL de ELECTROCENTRO que fue respalda con sus propias mediciones.

En ese sentido, debido a que los valores de inyecciones consideradas para las centrales de ELECTROCENTRO corresponden a su PROPUESTA FINAL los cuales fueron sustentados con mediciones presentadas por dicha concesionaria, estas se mantienen, siendo que en esta oportunidad ELECTROCENTRO no ha sustentado la utilización de los valores de las máximas inyecciones ocurridas durante el año como valores representativos de la operación de estas centrales.

Respecto al comentario de ELECTROCENTRO sobre el factor de carga, se precisa que, desde procesos regulatorios anteriores, la representación de la energía de las inyecciones se ha realizado considerando el factor de carga determinado según lo establecido en el numeral 21.3 de la NORMA TARIFAS. Asimismo, es importante aclarar que no se ha estimado un factor de carga de 0,59 como señala ELECTROCENTRO. El factor de carga es calculado a nivel de sistema eléctrico, por lo que los valores obtenidos pueden variar entre sistemas.

Con respecto a considerar las potencias efectivas de las centrales C.H. Chalhuanayo y C.H. San Francisco, las referidas potencias efectivas no han sido sustentadas por ELECTROCENTRO mediante resultados de pruebas realizadas a dichas centrales; asimismo, estas forman parte de las centrales para las cuales la concesionaria ha presentado mediciones, por lo que debe observarse lo anteriormente analizado.

Con relación a considerar como inyecciones los valores de potencia efectiva de las centrales que despacha el COES, es de precisar que ello no es representativo de su operación usual en máxima demanda, dado que la operación de estas centrales están sujetas al despacho

centralizado por el COES, ya que las potencias efectivas, para el caso de las centrales hidroeléctricas, son el resultado de los Ensayos de Potencia Efectiva cuando operan durante cinco horas a Condiciones de Potencia Efectiva en cumplimiento del PR-18. En ese sentido, para considerar la utilización de las potencias efectivas como valores de inyecciones, se debe sustentar que en los registros de operación en máxima demanda las inyecciones de dichas centrales bordean o superan sus potencias efectivas, lo cual no se ha sustentado en el presente caso.

**Conclusión**

Por las razones explicadas en el análisis anterior, no se acoge esta opinión.

## A.21. Statkraft Perú S.A. (STATKRAFT)

### 1. CORRESPONDE ACTUALIZAR EL MONTO ASIGNADO A STATKRAFT EN LA DISTRIBUCIÓN DE LA COMPENSACIÓN MENSUAL DEL SST GD REP

STATKRAFT señala que se ha identificado en la RESOLUCIÓN que, la distribución de la compensación mensual asignada a la generación por el uso del SST GD REP para el periodo mayo 2025 – abril 2029, considera como asignación filtrada a STATKRAFT, el monto de S/ 239 295 correspondiente al periodo mayo 2024 – abril 2025, conforme a lo establecido en la Resolución N° 110-2024-OS/CD, que modificó la Resolución N° 070-2021-OS/CD, obteniéndose bajo esta condición, una compensación asignada a STATKRAFT de S/ 136 167.

Menciona que, con fecha 13 de marzo de 2025, el Osinergmin mediante la resolución N° 031-2025-OS/CD, publicó el proyecto de resolución que modifica nuevamente la distribución de la responsabilidad de pago asignada a la generación por el uso del SST GD REP del periodo mayo 2024 – abril 2025, estableciendo una nueva compensación asignada a STATKRAFT de S/ 79 051.

Al respecto señala que de acuerdo con lo dispuesto en el numeral 10.2.3 de la Resolución N° 164-2016-OS/CD mediante el cual se aprobó la Norma "Procedimiento para la Asignación de Responsabilidad de Pago de los SST y SCT" (en adelante "la NORMA"), el cálculo del pago anual estimado para cada generador por el uso de los SST GD REP debe considerar el Pago Previo (PPI) por los elementos pertenecientes al SST GD REP actualizado al 30 de marzo del año en que entran en vigencia las nuevas compensaciones.

Que, en ese sentido, y sobre la base del sustento normativo descrito en el párrafo precedente, corresponde al Osinergmin tomar en cuenta la modificación propuesta en el Proyecto de Resolución publicado el 13 de marzo de 2025 (Res. 031-2025-OS/CD), en razón de que, el valor del pago anual que será actualizado al 30 de marzo de 2025, corresponderá a la publicación que aprueba la modificación del SST GD REP 2024-2025, la misma que toma como base los resultados de la prepublicación (Res. 031-2025-OS/CD) y las opiniones al mismo. Por lo indicado, corresponde al regulador corregir el monto asignado a STATKRAFT en la RESOLUCIÓN, a fin de que el nuevo resultado cumpla con lo dispuesto en el numeral 10.2.3 de la NORMA.

Por lo descrito en los párrafos anteriores por STATKRAFT procedió a realizar el cálculo de la corrección del pago anual del periodo 2024-2025, considerando la publicación del 13 de marzo (Res. 031-2025-OS/CD), como PPI, para luego determinar la asignación filtrada a STATKRAFT, obteniendo que la nueva compensación GD REP del periodo mayo 2025 – abril 2029 asignada a STATKRAFT, se actualiza al valor de S/ 51 598. El sustento de lo indicado, se describe a continuación.

**Sustento normativo**

El numeral 10.2.3 de la NORMA establece lo siguiente:

10.2.3. Los CMAG<sub>i</sub> que resultan en el numeral precedente deben ajustarse mediante la aplicación del método de Asignación Filtrada, ver fórmula (13).

$$CMAG_{i,filtrada} = f \times (0,5 \times PP_i + 0,5 \times CMAG_i) \dots \dots (13)$$

Donde:

CMAG<sub>i,filtrada</sub> : Asignación Filtrada: pago anual asignado al Generador "i", por un Elemento del SST o SCT existente.

CMAG<sub>i</sub> : Pago anual calculado conforme el numeral anterior, para el Generador "i", por un Elemento.

PP<sub>i</sub> : Pago Previo por el Elemento en análisis; se refiere al pago anual asignado por Osinerghmin en la fijación tarifaria anterior al Generador "i", debidamente actualizado al 30 de marzo del año en que entran en vigencia las nuevas compensaciones o al segundo mes anterior en que entra en vigencia el reajuste de asignación de pago a petición de parte.

f : Factor que se aplica a todos los Generadores "i" beneficiados por un Elemento para que la suma de los pagos individuales resulte igual a la suma del CMAG del Elemento. El factor "f" satisface la fórmula (14).

$$\sum CMAG_{i,filtrada} = \sum [f \times (0,5 \times PP_i + 0,5 \times CMAG_i)] = CMAG \dots (14)$$

STATKRAFT señala que de lo enmarcado en "verde", se establece que el pago anual filtrada o asignación filtrada, debe determinarse como el 50%PPi y el 50% CMAG, siendo el CMAG determinado según el numeral 10.2.1 de la NORMA.

Que, de lo enmarcado en "rojo", queda claro que el PPI corresponde al pago asignado en la fijación tarifaria anterior, actualizado al 30 de marzo. En este sentido, el Osinerghmin para el cálculo de la asignación en la RESOLUCIÓN, ha empleado como PPI para STATKRAFT, el valor de S/ 239 295, entendiendo que ello fue debido a que la RESOLUCIÓN se publicó con fecha anterior al de la resolución 0312025-OS/CD que modifica la compensación del periodo 2024-2025, en el cual se estableció una nueva asignación para STATKRAFT de S/ 79 051. No obstante, el valor del pago asignado actualizado al 30 de marzo, corresponderá a lo que se determine en la publicación que aprueba la modificación de las compensaciones GD REP del periodo mayo 2024 – abril 2025, el mismo que, toma como base los resultados de la prepublicación (S/ 79 051 para STATKRAFT), considerando además las opiniones que presenten los interesados. Por lo tanto, corresponde al regulador actualizar el PPI con el valor resultante de la prepublicación y opiniones.

En este sentido, STATKRAFT realizó el ejercicio de la actualización de la compensación a ser asignada a STATKRAFT, considerando el resultado de la prepublicación (Res. 031-2025-OS/CD), obteniendo lo siguiente.

**Actualización preliminar**

**Que consideró OSINERGHMIN**

Empresa	Central	L-2026	L-2026_2029	L-2042_2043	L-2019_2021	L-1998	L-1999	L-1921_1922	L-1923	Total Soles-Mes
		01 Pura Osa - Chiloja Oeste	02 Tupiza Norte - Chiloja 1	03 Zapallar - Ventania	04 Santa Rosa - San Juan	05 Tupiza - Calafí	06 Santuario - Calafí	07 Santuario - Sotolupa	08 Sotolupa - Corvo Verde	
STATKRAFT	Colfui	876	34	222	34	0	0	0	0	1,446
STATKRAFT	Paros	0	0	0	0	0	0	0	0	0
STATKRAFT	Culfo - Olego	182,406	0	0	0	0	0	0	0	182,406
STATKRAFT	Milpaso	1,337	0	0	0	0	0	0	0	1,337
STATKRAFT	Oriza	0	3,043	0	0	0	0	0	0	3,043
STATKRAFT	Pachachaca	0	0	0	0	0	0	0	0	0
STATKRAFT	Tupiza	2,876	3,026	98	34	4,738	0	0	0	11,582
STATKRAFT	Mitaspuyo	0	0	0	27,864	0	0	0	0	28,860
STATKRAFT	San Antonio	0	0	0	0	3,363	0	0	0	5,945
STATKRAFT	San Ignacio	0	0	0	0	4,322	0	0	0	4,312
STATKRAFT	Huachibato	0	0	0	0	0	0	0	0	0
STATKRAFT	Chivaya	0	0	852	0	0	0	0	0	558
<b>SUMA</b>										
										229,201

Fuente: hoja "2021-2025" del archivo F-200-GDREP\_(PP).xlsx"

**Que se debe considerar**

TITULAR	CENTRAL	COMPENSACIONES MENSUALES ASIGNADAS A LA GENERACION										CIB US\$	CIB US\$	CIB Soles	
		Pura Osa - Chiloja Oeste	Tupiza Norte - Chiloja 1	Zapallar - Ventania	Santa Rosa - San Juan	Tupiza - Calafí	Santuario - Calafí	Santuario - Sotolupa	Sotolupa - Corvo Verde	CBAA US\$	CIB US\$				CIB Soles
STATKRAFT PERU S.A.	Colfui	867	34	222	34	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1,446
STATKRAFT PERU S.A.	Paros	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
STATKRAFT PERU S.A.	Culfo - Olego	1,806	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1,806
STATKRAFT PERU S.A.	Milpaso	1,337	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1,337
STATKRAFT PERU S.A.	Oriza	0	3,043	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3,043
STATKRAFT PERU S.A.	Pachachaca	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
STATKRAFT PERU S.A.	Tupiza	2,877	3,027	98	34	4,739	0	0	0	0	0	0	0	0	11,583
STATKRAFT PERU S.A.	Mitaspuyo	0	0	0	27,864	0	0	0	0	0	0	0	0	0	28,860
STATKRAFT PERU S.A.	San Antonio	0	0	0	0	3,363	0	0	0	0	0	0	0	0	5,945
STATKRAFT PERU S.A.	San Ignacio	0	0	0	0	4,322	0	0	0	0	0	0	0	0	4,312
STATKRAFT PERU S.A.	Huachibato	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
STATKRAFT PERU S.A.	Chivaya	0	0	852	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	558
<b>SUMA</b>															
															19,240

Fuente: hoja "RES" del archivo F-200-GDREP\_(PP).xlsx" (Res 031-2025-OS/CD)

Luego de hacer la corrección, resulta lo siguiente:

TITULAR	CENTRAL	COMPENSACIONES MENSUALES ASIGNADAS A LA GENERACION										CIB US\$	CIB US\$	CIB Soles	
		Pura Osa - Chiloja Oeste	Tupiza Norte - Chiloja 1	Zapallar - Ventania	Santa Rosa - San Juan	Tupiza - Calafí	Santuario - Calafí	Santuario - Sotolupa	Sotolupa - Corvo Verde	CBAA US\$	CIB US\$				CIB Soles
STATKRAFT PERU S.A.	Colfui	867	34	222	34	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1,446
STATKRAFT PERU S.A.	Paros	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
STATKRAFT PERU S.A.	Culfo - Olego	1,806	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1,806
STATKRAFT PERU S.A.	Milpaso	1,337	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1,337
STATKRAFT PERU S.A.	Oriza	0	3,043	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3,043
STATKRAFT PERU S.A.	Pachachaca	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
STATKRAFT PERU S.A.	Tupiza	2,877	3,027	98	34	4,739	0	0	0	0	0	0	0	0	11,583
STATKRAFT PERU S.A.	Mitaspuyo	0	0	0	27,864	0	0	0	0	0	0	0	0	0	28,860
STATKRAFT PERU S.A.	San Antonio	0	0	0	0	3,363	0	0	0	0	0	0	0	0	5,945
STATKRAFT PERU S.A.	San Ignacio	0	0	0	0	4,322	0	0	0	0	0	0	0	0	4,312
STATKRAFT PERU S.A.	Huachibato	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
STATKRAFT PERU S.A.	Chivaya	0	0	852	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	558
<b>SUMA</b>															
															19,240

Fuente: hoja "RES" del archivo F-200-GDREP\_(PP).xlsx" (versión corregida de la Res 025-2025-OS/CD)

STATKRAFT menciona que el resultado de la asignación de pago a STATKRAFT del periodo mayo 2025 – abril 2029, debe actualizarse a S/ 51 598.

**Análisis de Osinerghmin**

De acuerdo con el numeral 10.2.3 de la Norma de Asignación de Responsabilidad, en la Fijación de la Asignación de Responsabilidad de Pago debe emplearse el Pago Previo asignado (PPI) por Osinerghmin para cada elemento en análisis. En ese sentido, corresponde utilizar los montos PPI que resulten de la revisión del periodo mayo 2024 – abril 2025.

Respecto al monto de S/ 51 598 que Statkraft plantea como nuevo monto de asignación para el período 2025-2029, es importante precisar que no ha acompañado su afirmación con archivos de cálculo por lo que no es posible emitir una opinión al respecto.

**Conclusión**

Por las razones explicadas en el análisis anterior, se acoge parcialmente esta opinión.

**2. CONSIDERAR LA PUESTA EN OPERACIÓN COMERCIAL DE LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA TUPURI**

STATKRAFT menciona que de la revisión a los archivos base del modelo PERSEO, ha verificado que la Central Hidroeléctrica Tupuri, con una capacidad instalada de 2,152 MW, no ha sido incorporada en las simulaciones realizadas con el modelo PERSEO correspondiente a la RESOLUCIÓN.

Además sostiene que, según consta en el informe de la operación mensual de febrero 2025 INFSGI-MES-02-2025, dicha central inició su operación comercial el 28 de febrero de 2025.

Este hecho representa un cambio en la capacidad de generación hidroeléctrica disponible en el sistema, y en consecuencia, un posible cambio en la asignación de las responsabilidades por compensación del SST GD REP

Adicionalmente menciona que, como se sabe y de acuerdo a las premisas establecidas la Segunda Disposición Transitoria de la Resolución N° 217-2013-OS/CD (en adelante "NORMA TARIFAS"), el cual está referido a que las solicitudes de revisión de la distribución entre los generadores de la responsabilidad de pago asignada a ellos por las instalaciones tipo generación o generación/demanda, tengan en cuenta la fecha real en que se incorpora una nueva planta de generación o se produce un cambio en la topología de la red de transmisión, corresponde al Osinerghmin incorporar en la base del PERSEO y en el proceso de cálculo GD REP a la central Tupuri, de acuerdo a los datos que se muestran en el cuadro siguiente.

Empresa	Tipo de Generación	Recurso Energético	Tipo de Tecnología	Central	Unidad	Tensión (kV)	Potencia Efectiva (MW)	Fecha de Ingreso
EGESUR	Hidroeléctrico	Agua	Turbina Pelton	C.H. Ancicota II	Central	10.50	12.230	24/01/2025
SAN GABAN	Hidroeléctrico	Agua	Turbina Pelton	C.H. Tupuri	Central	13.80	2.152	28/02/2025
Total							14.382	

Fuente: COES, informe de la operación mensual de febrero 2025 "INF-SGI-MES-02-2025"

### Análisis de Osinerghmin

Al respecto se ha tomado conocimiento mediante la carta COES/D/DP-194-2025 de marzo 2025, que el COES aprobó el ingreso en Operación Comercial de la C.H. Tupuri con 2,152 MW a partir del 28.02.2025 a solicitud de la empresa San Gabán, tal como lo manifiesta STAKRAFT en su comentario, aspecto no previsto en el Programa de Mediano Plazo de la Operación del SEIN aprobado por el COES, por tal motivo se considera la inclusión de dicha central a partir de marzo 2025, lo cual se considera en el modelo PERSEO para fines del proceso de compensaciones.

### Conclusión

Por las razones explicadas en el análisis anterior, se acoge esta opinión.

### 3. CONSIDERAR LA PUESTA EN OPERACIÓN COMERCIAL DE LA CENTRAL SOLAR YURA

STATKRAFT señala que de la revisión a los archivos base del modelo PERSEO, ha verificado que la Central Solar Yura, con una capacidad instalada de 31 MW, no ha sido incorporada en las simulaciones realizadas con el modelo PERSEO correspondiente a la RESOLUCIÓN.

Además, menciona que, según consta en el informe técnico de mediano plazo del COES N° COES/D/DO/SPR-IPMPO-003-2025, se tiene previsto que dicha central inicie su operación comercial en abril de 2025. Este hecho representa un cambio en la capacidad de generación disponible en el sistema, y en consecuencia, un posible cambio en la asignación de las responsabilidades por compensación del SST GD REP.

Adicionalmente menciona que, de acuerdo a las premisas establecidas la Segunda Disposición Transitoria de la Resolución N° 217-2013-OS/CD (en adelante "NORMA TARIFAS"), descrito con amplitud en el tercer párrafo del numeral 2.2, corresponde al Osinerghmin incorporar en la base del PERSEO y en el proceso de cálculo GD REP a la central Solar Yura, de acuerdo a los datos que se muestran el cuadro siguiente.

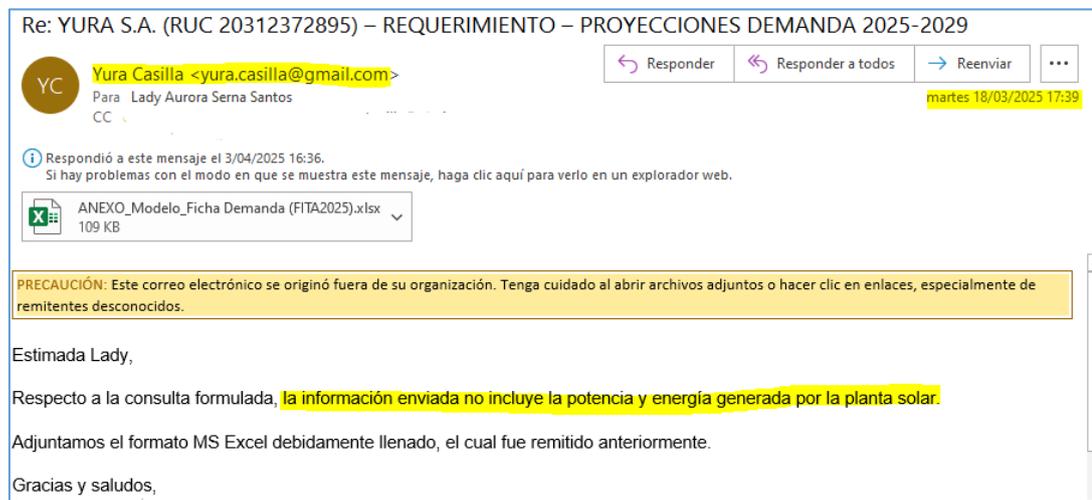
		SUBDIRECCIÓN DE PROGRAMACIÓN PROGRAMA DE MEDIANO PLAZO DE LA OPERACIÓN COES/D/DO/SPR-IPMPO-003-2025	
		<b>Cuadro N° 2</b> <b>Programa de obras de generación</b>	
FECHA	PROYECTO	MW	
Abr-25	CS Yura- YURA S.A.	31	

Fuente: COES, informe "COES/D/DO/SPR-IPMPO-003-2025"

### Análisis de Osinergmin

Con relación al proyecto de la C.S. Yura, precisar que dicho proyecto no fue considerado en el programa de obras de generación debido a que el COES, mediante carta N° COES/D/DP-1211-2024 de diciembre 2024, comunica que la central solar Yura operará en toda condición como autoconsumo, limitando así, la inyección de su energía al SEIN. En dicha comunicación, el COES remitió proyecciones de generación de la central solar Yura, las cuales están siendo descontadas de la demanda de la energía tomada del SEIN por parte del cliente.

Cabe señalar que, Osinergmin realizó la consulta a Yura mediante comunicación escrita de si la proyección de la demanda que remitió en respuesta al requerimiento de información en el marco de la Fijación de Tarifas en Barras 2025 considera la demanda obtenida de su planta solar. Al respecto, la respuesta de Yura, con fecha 18/03/2025 fue que, en las proyecciones de demanda eléctrica remitida, no incluye aquella generada por su planta solar, como se aprecia en la imagen siguiente.



### Conclusión

Por las razones explicadas en el análisis anterior, no se acoge esta opinión.

#### 4. MODIFICAR LA PUESTA EN OPERACIÓN COMERCIAL DE LA CENTRAL SOLAR LUPI

STATKRAFT señala que de la revisión a los archivos base del modelo PERSEO, ha verificado que la Central Solar Fotovoltaica Lupi de la empresa GR Vale, la misma que es subsidiaria de STATKRAFT, está prevista para diciembre de 2026. Al respecto, y considerando que como fue comunicado a GR Vale a través de Resolución Directoral N° 0105-2023MINEM/DGE, la instalación de la línea de transmisión que conectará a Lupi al SEIN depende de la obtención

de los permisos por el titular de la concesión - REDESUR (modificación del contrato BOOT, modificación de la concesión de transmisión y obtención de la servidumbre), se estima que la puesta en operación comercial de la CS Lupi, se postergará un año, es decir, a diciembre de 2027. En este sentido, STATKRAFT como empresa matriz de GR Vale declara que remitirá a las autoridades y entidades correspondientes, la comunicación sobre el cambio de fecha de operación comercial de la citada central Lupi a diciembre 2027, razón por la cual, solicita al Osinergmin el cambio de fecha indicado en el modelamiento del PERSEO para la determinación de las compensaciones GD REP del periodo mayo 2025 - abril 2029.

### **Análisis de Osinergmin**

Con relación al ingreso de la C.S. Lupi, al cierre de la información utilizada para la etapa de prepublicación del presente proceso regulatorio, se consideró los retrasos informados para dicho proyecto en cuanto al inicio de obras y el cronograma del mismo establecido como parte de su correspondiente Contrato de Concesión; sin embargo, dado lo informado por STATKRAFT que adquirió las acciones de GR Vale S.A.C. (desarrollador del proyecto), y habiendo declarado que solicitará el cambio de la fecha de Operación Comercial del citado proyecto, motivado en las gestiones a realizar para la conexión con las instalaciones de transmisión de la empresa REDESUR, se actualizará su fecha de ingreso para el mes de diciembre 2027, lo cual se considera en el modelo PERSEO para fines del proceso de compensaciones.

### **Conclusión**

Por las razones explicadas en el análisis anterior, se acoge esta opinión.

## **A.22. Consorcio Transmantaro S.A. (TRANSMANTARO)**

### **1. OBSERVACIÓN SOBRE CAMBIO DE ARCHIVOS Y ESTRUCTURA**

TRANSMANTARO señala que en la presente regulación se han realizado modificaciones en los archivos, estructuras y modelos de cálculo, sin una comunicación previa ni indicaciones claras sobre estas modificaciones. Estas modificaciones afectan la trazabilidad la información y dificultan la revisión y validación de los resultados por parte de los agentes del sector.

En base a los principios regulatorio, TRANSMANTARO sostiene que es fundamental que Osinerghmin proporcione una justificación clara y documentada de los cambios, garantice la transparencia y continuidad de la información, valide que los resultados obtenidos sean consistentes con los cálculos previos.

Adicionalmente, reitera la necesidad de mantener una comunicación clara y oportuna sobre estos cambios para evitar afectaciones en la interpretación y aplicación de la regulación por parte de los agentes involucrados.

#### **Análisis de Osinerghmin**

Al respecto, Osinerghmin ha realizado la publicación del proyecto de Resolución que aprueba la fijación de peajes y compensaciones del SST y SCT cumpliendo con la etapas y plazos establecidos para tal fin, no siendo obligación del Regulador efectuar actividades adicionales que no se encuentran normadas o establecidas en la normatividad vigente.

Cabe señalar también que se considera que, se ha sustentado correctamente los cambios efectuados, sin perjuicio de que resulte pertinente efectuar alguna precisión y/o aclaración ante las dudas en las opiniones y/o comentarios que se hayan presentado.

El análisis de este comentario es complementado con el informe legal que acompaña al presente informe.

#### **Conclusión**

Por las razones explicadas en el análisis anterior, se acoge en parte esta opinión.

### **2. OBSERVACIÓN SOBRE VALORES SIN VINCULACIÓN O IDENTIFICACIÓN DE FUENTE DE CÁLCULO**

TRANSMANTARO solicita de manera general, vincular (formular) de manera correcta los valores empleados en los cálculos e indicar los archivos fuente. Esto con la finalidad de realizar una adecuada revisión y validación de cálculos.

Además, requiere que, para los valores resultantes que se muestran en los informes, se indique claramente la fuente de origen, especificando: la regulación correspondiente, el nombre del archivo fuente y hoja de cálculo.

#### **Análisis de Osinerghmin**

Al respecto, TRANSMANTARO no precisa qué valor debe ser vinculado correctamente ni cuál debe ser referenciado en los archivos o en el informe, por lo que no es posible analizar con mayor detalle lo solicitado.

## Conclusión

Por las razones explicadas en el análisis anterior, no se acoge esta opinión.

### 3. SOBRE EL CAMBIO DE CRITERIO/METODOLOGÍA DE ALTO IMPACTO DEL CMA A SER EMPLEADO PARA EL CÁLCULO DE PEAJES EN TODOS LOS CONTRATOS SCT DE CTM

TRANSMANTARO señala que, en el Informe 097-2025-GRT, en particular, en la última oración del párrafo 2 del ítem 5.10, se menciona la propuesta de modificar el cálculo del peaje unitario de ISA Perú, el cual se ha aplicado a otros contratos como es el caso de los Contratos SCT, a quienes se ha aplicado este criterio sin aviso visible ni explicación clara como un caso especial o modificación de criterio.

En ese sentido, sostiene que la aplicación de este criterio/metodología a los Contratos SCT de TRANSMANTARO, generan un alto impacto en la recaudación de peajes de los Contratos SCT, carece de un sustento económico y normativo, y que no se han evaluado sus impactos, se observa una afectación directa a los ingresos de los Contratos SCT con una reducción de hasta un 87% en la facturación mensual.

Desde la perspectiva procedimental administrativa, el acto administrativo vulnera los principios de Razonabilidad, Predictibilidad y debido procedimiento (motivación fundada en derecho). Asimismo, el no contemplar los principios citados también trasgrede los principios de Ejercicio legítimo del poder y de Responsabilidad.

En ese sentido, solicita fijar los peajes conforme a la metodología establecida en la Resolución N° 056-2020-OS/CD y mantenga los criterios usados en las regulaciones precedentes. Asimismo, para mayor transparencia debe indicar claramente cualquier modificación de criterios, fórmulas o modelos de procesamiento en un apartado especial dentro de los capítulos del informe y en la resolución tarifaria con un sustento económico y normativo correspondiente.

## Análisis de Osinerghmin

En principio, es importante tener en cuenta que por un lado se encuentra el CMA que debe percibir cada titular de transmisión en cada año tarifario y por otro lado tenemos los montos que deben recaudarse en función del Peaje Unitario (Peaje Recalculado). En ese sentido, se debe precisar que, el CMA que se determina en función del Contrato de Concesión SCT (o Contrato BOOT) es el monto que debe percibir el titular en cada año tarifario. Este CMA se determina en base a los criterios establecidos en cada Contrato y/o en las reglas que establece el Procedimiento de Liquidación, condiciones que no están siendo modificadas. Es decir, la liquidación anual de ingresos debe permitir que el monto que le corresponde percibir a cada titular cada año (CMA) debe estar acorde con lo que debe facturar cada titular.

### Sobre el problema identificado

Para el caso de los Contratos de Concesión SCT (incluido los Contratos BOOT), se ha verificado que existe una problemática en la recaudación por parte de los titulares, debido a que el Peaje Unitario no está permitiendo recaudar un monto acorde con el CMA. Esta problemática ha ocasionado que existan Saldos de Liquidación que en términos absolutos representan más del 50% del CMA determinado en función de la inversión y costo de OYM, como se muestra en el siguiente cuadro:

CMA y Saldos de Liquidación - Contrato SCT LT Independencia - Ica periodo 2021 - 2025			
Año tarifario	CMA (USD) A	Saldo (USD) B	B/A (%)
2021-2022	1,668,703	-166,843	-10%
2022-2023	1,668,703	-480,715	-29%
2023-2024	1,668,703	-776,624	-47%
2024-2025	1,668,703	-851,742	-51%

La tendencia creciente (como valor absoluto) es similar para todos los demás Contratos. Es así que, de seguir efectuando la liquidación anual con los mismos criterios utilizados en regulaciones anteriores, los saldos de liquidación podrían incrementarse (como valor absoluto) aún más, generando que el usuario pague un cargo que no esté acorde con el servicio prestado y que el titular no perciba adecuadamente los ingresos en el marco de su contrato. En ese sentido, se considera necesario plantear una alternativa para mitigar esta problemática en tanto lo permita la normativa vigente.

#### Sobre la base normativa

Sobre el particular, es importante indicar que es la NORMA TARIFAS la que establece la fórmula de cómo se determina el Peaje Unitario (PU) de todas las instalaciones del SST y SCT. Es así que, en el numeral 25.1 de la NORMA TARIFAS se especifica lo siguiente:

*“25.1. Para cada Área de Demanda el CMA se recupera mediante el PU 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:*

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

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/.
- A : Tasa de Actualización anual, según el Art. 79° de la LCE o el que la sustituya
- B : Tasa de actualización mensual calculada con la tasa de actualización anual, obtenida mediante la siguiente expresión:  $\beta = (1 + \alpha)^{1/12} - 1$
- N : Horizonte para cálculo de peaje, equivalente a 4 años
- Dj : Demanda mensual, expresada a fin de mes en GWh
- i : Índice de variación del año
- j : Índice de variación del mes”

Al respecto, se observa que, en las instalaciones asociadas a un Contrato de Concesión SCT (o Contrato BOOT) el CMA varía anualmente dentro del Período Tarifario de cuatro (4) años, principalmente por dos motivos: (i) la actualización de la inversión y costo de OyM de acuerdo a su contrato y/o (ii) al agregar el monto que resulte de la liquidación anual; por su lado, para las instalaciones que no están asociadas a estos tipos de contratos, el CMA se mantiene invariable en el Período Tarifario. Cabe señalar que, la diferenciación de estos casos se

desprende del numeral II) del literal b) del artículo 139 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas<sup>17</sup>.

Sobre las regulaciones anteriores

Al momento de calcular el Peaje Unitario asociado a los Contratos SCT (o Contrato BOOT), únicamente se conoce el CMA del primer año, sabiendo de antemano que el CMA de los tres (3) años restantes se modificará en cada Liquidación según corresponda. Por ello, al momento de determinar el Peaje Unitario, para considerar el CMA de los tres (3) años restantes, se ha tenido diferentes criterios en las dos últimas regulaciones tarifarias:

Periodo 2017 – 2021: Para el caso de la Liquidación de los Contratos, cada año se determinaba un nuevo CMA (incluida la liquidación) y se actualizaba el CMA (sin liquidación) de los años restantes, como se puede observar en la imagen:

Costo Medio Anual - (US\$)	Periodo Liq. Anterior	Liq. Anterior	CMA_sig	Ingreso Esperado/Mes (US\$)
3,069,896.92	2015-07		3,069,896.92	322,303.38
4,080,126.14	2016-03	1,189,436.10	5,269,562.25	416,681.54
4,148,197.00	2017-03	2,738,242.05	6,886,439.06	544,533.29

	CMA 2017	CMA 2018	CMA 2019	CMA 2020
	May 2017-Abr2018	May 2018-Abr2019	May 2019-Abr2020	May 2020-Abr2021
Ampliación N° 3	5,269,562.25	6,886,439.06	4,148,197.00	4,148,197.00

Color Negro: Valores calculados a través de fórmulas.  
 Color Rojo: Valores preliminares y que serán modificados.  
 Color Azul: Valores que cambian y que deben ser modificados manualmente.  
 Color Naranja: Valores que cambian excepcionalmente (resultado de una resolución o adenda)

Archivo de Liquidación efectuada el año 2018 de Ampliación 3 de ISA Perú.

Periodo 2021 – 2025: Para el caso de la Liquidación de los Contratos, cada año se determinaba un nuevo CMA (incluida la liquidación), pero NO se actualizaba el CMA que se había determinado en la fijación de peajes para los años restantes, como se puede observar en la imagen:

Costo Medio Anual - (US\$)	Periodo Liq. Anterior	Liq. Anterior	CMA_sig	Ingreso Esperado/Mes (US\$)
3,069,896.92	2015-07		3,069,896.92	322,303.38
4,080,126.14	2016-03	1,189,436.10	5,269,562.25	416,681.54
4,162,636.28	2017-03	2,738,242.05	6,900,878.33	545,675.05
4,274,024.96	2018-03	2,114,743.24	6,388,768.20	505,180.82
4,325,661.45	2019-03	630,031.00	4,955,692.45	391,862.83
4,401,840.17	2020-03	1,815.00	4,403,655.17	348,211.43
4,730,335.71	2021-03	68,418.00	4,798,753.71	379,453.17

	CMA 2021	CMA 2022	CMA 2023	CMA 2024
	May 2021-Abr2022	May 2022-Abr2023	May 2023-Abr2024	May 2024-Abr2025
Ampliación N° 3	4,403,655.17	4,798,753.71	4,401,840.17	4,401,840.17

manualmente.  
 Color Naranja: Valores que cambian excepcionalmente (resultado de una resolución o adenda)

Archivo de Liquidación efectuada el año 2022 de Ampliación 3 de ISA Perú.

<sup>17</sup> "Artículo 139.- (...)

b) Costo Medio Anual (...)

II) El Costo Medio Anual de las instalaciones de transmisión no comprendidas en el numeral anterior, estará conformado por la anualidad de la inversión para un período de recuperación de hasta treinta (30) años, con la tasa de actualización a que se refiere el Artículo 79 de la Ley, y el correspondiente costo anual estándar de operación y mantenimiento según lo especificado en el numeral VI) siguiente. **Tratándose de Contratos de Concesión de SCT**, el Costo Medio Anual comprende los costos de operación y mantenimiento, **el monto que resulte de la liquidación anual de acuerdo al literal f) siguiente**, así como, la anualidad de la inversión calculada aplicando la Tasa de Actualización y el período de recuperación establecidos en el Contrato de Concesión de SCT, cuyos componentes de inversión, operación y mantenimiento serán los valores que resulten de la licitación."

Sobre el criterio propuesto en la regulación 2025-2029

En la presente regulación (periodo 2025 – 2029) se ha considerado un cambio de criterio para determinar el Peaje Unitario (recaudación) asociado a las instalaciones con Contrato de Concesión SCT (incluido los Contratos BOOT), estos nuevos criterios adoptados por el Regulador se centran únicamente en decidir cuál CMA debe utilizarse en el cálculo del Peaje Unitario para los otros tres (3) años del Período Tarifario de cuatro (4) años. Es así que, en los numerales 5.4.2, 5.10 y 5.11 se indicó lo siguiente:

“(..) Para el cálculo del peaje unitario, se replica el CMA resultante del primer año (que incluye la liquidación anual) en cada año del periodo tarifario, con el fin de que la recaudación respectiva cada año sea más acorde a lo que debe percibir el TITULAR como remuneración.”

Cabe señalar que, el CMA se modificará cada año según los resultados de la Liquidación Anual, como ha venido efectuándose en los años anteriores, y únicamente para el cálculo del Peaje Unitario (Peaje Recalculado) ese nuevo CMA (incluida su liquidación) se considerará para todo el Período Tarifario.

A continuación, se incluye una secuencia de cómo se efectúa y como se efectuará la actualización del CMA cada año para el cálculo del Peaje Unitario:

### Fijación de peajes y compensaciones

#### Caso actual

Fijación de Peajes		1	1	1
<b>CMA</b>	100.0	100.0	100.0	100.0
Liq pasado	- 24.6			
<b>CMA'</b>	75.4	100.0	100.0	100.0
E	100.0	103.0	106.1	109.3
P.U. r1	0.89			

#### Caso propuesto

Fijación de Peajes				
<b>CMA</b>	100.0	100.0	100.0	100.0
Liq pasado	- 24.6			
<b>CMA'</b>	75.4	75.4	75.4	75.4
E	100.0	103.0	106.1	109.3
P.U. r1	0.72			

### Liquidación año 1 y cálculo de peajes año 2

#### Caso actual

Liq.1	-	15.32		
<b>CMA</b>	75.4	84.68	100.0	100.0
E2	100.0	103.0	106.1	109.3
IMF	89.07			
P.U. r2		0.85		

#### Caso propuesto

Liq.1		3.37		
<b>CMA</b>	103.37	103.37	103.37	103.37
E2	100.0	103.0	106.1	109.3
IMF	72.38			
P.U. r2		0.99		

**Liquidación año 2 y cálculo de peajes año 3**

Caso actual

Liq.2			-	3.45
CMA	75.4	84.68	96.9	100.0
E2	100.0	103.0	106.1	109.3
IMF	-	87.76		
P.U. r2	-		0.85	

Caso propuesto

Liq.2				1.28
CMA	101.3	101.28	101.3	101.3
E2	100.0	103.0	106.1	109.3
IMF	-	102.22		
P.U. r2			0.97	

**Liquidación año 3 y cálculo de peajes año 4**

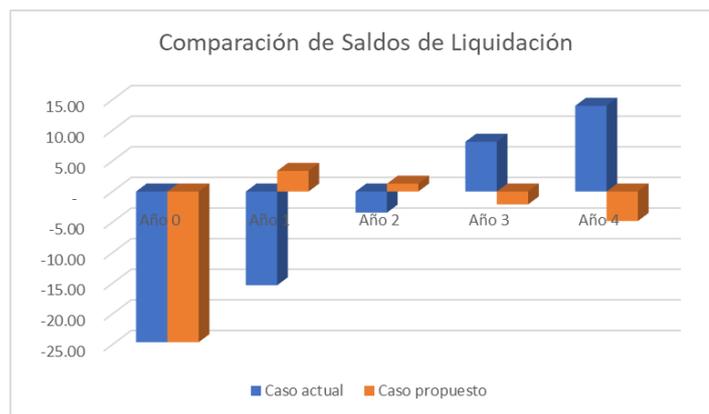
Caso actual

Liq.3				8.13
CMA	75.4	84.68	96.92	108.1
E2	100.0	103.0	106.1	109.3
IMF	-	-	89.66	94.14
P.U. r2	-	-		0.86

Caso propuesto

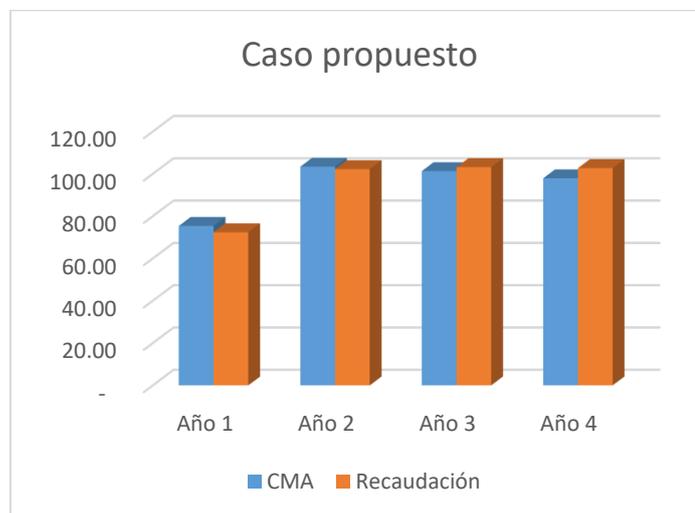
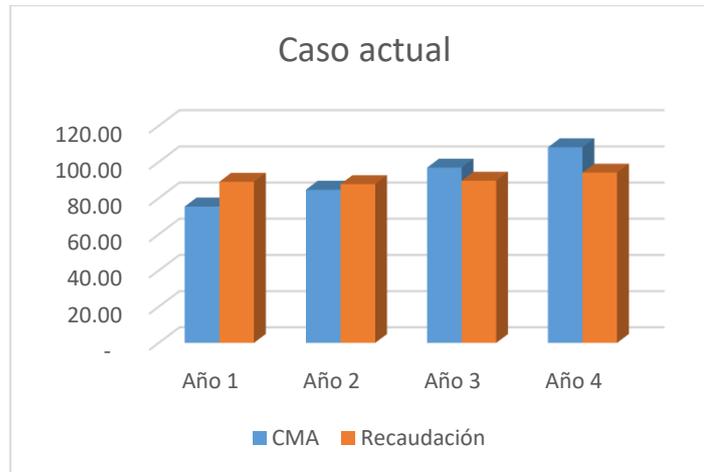
Liq.3				-	2.11
CMA	97.9	97.9	97.9	97.9	
E2	100.0	103.0	106.1	109.3	
IMF			103.17		
P.U. r2				0.94	

Ahora bien, al utilizar el último CMA calculado (incluida su liquidación) para los 4 años del periodo tarifario, se considera que el Peaje Unitario reflejará dicho CMA que se debe recuperar en el siguiente año. Si se utiliza un diferente CMA (mucho mayor o menor al CMA que se determina cada año), como se ha venido efectuando, se distorsiona la recaudación, y mantendríamos los saldos de liquidación excesivos. En la siguiente figura observamos el comportamiento del Saldo de Liquidación en los dos casos indicados (actual y propuesto).



Por ello, se considera que el criterio planteado en la presente regulación para determinar el Peaje Unitario asociado a las instalaciones con Contrato SCT y Contrato BOOT, permite una recaudación más acorde a lo que debe percibir cada TITULAR, debido a que en los últimos años la recaudación se ha distorsionado llegando a obtener saldos de liquidación que representan más del 50% del CMA asociado. Cabe señalar que, en el primer año tarifario efectivamente existe una disminución en el Peaje Unitario respecto del valor vigente justamente porque al TITULAR le corresponde percibir (y recaudar) un monto mucho menor

debido a este saldo de liquidación excesivo (y negativo), tal como se observa en las siguientes figuras.



Entonces, se puede observar en las figuras anteriores que, el caso propuesto presenta valores de recaudación más acorde al CMA actualizado que debe recaudar el titular.

Sin perjuicio de lo indicado, este criterio puede ser revisado en las liquidaciones siguientes en función de los aportes sustentados de los interesados y los resultados que se obtengan en la recaudación de los Titulares.

### **Conclusión**

Por las razones explicadas en el análisis anterior se acoge en parte esta opinión, en tanto sí se están efectuando precisiones de cómo será el tratamiento del Peaje Unitario (Peaje Recalculado) en los siguientes años del Periodo Tarifario.

#### **4. CORRECCIÓN DEL CMA A SER EMPLEADO PARA EL CÁLCULO DE PEAJES EN TODOS LOS CONTRATOS SCT**

TRANSMANTARO sostiene que, en los archivos de peajes de los Contratos SCT de esta empresa para las AD 5, 7 y 8, descuentan la última liquidación del 2024 para todos los años del periodo tarifario, metodología que no se ha realizado en las regulaciones precedentes.

Por otra parte, en los archivos de liquidaciones se observa que en las hojas de "CMA", se considera un descuento de la liquidación del 2024 al CMA del año 2025 y para los siguientes años considera el derecho del CMA sin afectación.

Al respecto, cabe señalar que esta modificación del cambio de metodología realizada genera una reducción del CMA para los 6 Contratos SCT de CTM de más de USD 30 MM para los años de 2026, 2027 y 2028, toda vez que los peajes obtenidos en el Proyecto Resolución no consideran los CMA correctos, afectando de esta manera la facturación mensual, la cual se reduciría hasta en un 87%.

En ese sentido, solicita se retome a la metodología para determinar el peaje conforme se ha venido realizando y establecido en la normativa vigente (numerales 25.1 y 25.3 de la Norma Tarifas y numeral 5.7 de la Resolución 056-2020-OS/CD), donde solo se especifica que el valor del saldo de liquidación se agrega o deduce, de acuerdo al caso, del CMA correspondiente al siguiente periodo de mayo a abril, pero no para los 4 años como se ha realizado en el presente caso.

#### **Análisis de Osinerghmin**

Al respecto, este comentario es atendido con el análisis efectuado en el numeral anterior.

#### **Conclusión**

Por las razones explicadas en el análisis anterior, se acoge en parte esta opinión.

### **5. ACTUALIZACIÓN ANUAL DE LOS COSTOS DE INVERSIÓN Y COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO ASOCIADOS AL COSTO MEDIO ANUAL (CMA) DE LOS CONTRATOS SCT**

TRANSMANTARO señala que Osinerghmin debe actualizar con una periodicidad anual los Costos de Inversión y Costos de Operación y Mantenimiento asociados al Costo Medio Anual, según lo establecido en el numeral 4.18 de la Resolución N° 056-2020-OS/CD - "Procedimiento de Liquidación Anual de los Ingresos por el Servicio de Transmisión Eléctrica del SST y SCT" y según lo establecido en los Contratos SCT (numeral 8.2) y en el numeral V) del literal d) de lo establecido en el numeral V) del literal d) del artículo 139 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas (RLCE).

Sin perjuicio de lo anterior, sostiene que, si bien para el presente proceso se ha actualizado los Contratos SCT, esta actualización debe mantenerse anualmente en los procesos de liquidación.

Asimismo, indica que Osinerghmin justifica dicho incumplimiento señalando parcialmente lo establecido en los Contratos SCT, referente al término "efectuar la regulación de las tarifas de transmisión" y omite la vinculación al artículo 139 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, donde se señala expresamente que la actualización de CMA se realizará anualmente. Por otra parte, la empresa señala que, el término "regulación de las tarifas de transmisión" no está definido en el Contrato SCT, por lo cual no se podría vincular arbitrariamente con la "Fijación de Peajes y Compensaciones".

#### **Análisis de Osinerghmin**

TRANSMANTARO solicita actualizar los Costos de Inversión y Costos de Operación y Mantenimiento de las instalaciones que conforman el CMA de los Contratos SCT, de las cuales

es titular, conforme, según sostiene, lo establece la normativa vigente, es decir, que la actualización se efectúe con periodicidad anual.

Al respecto, cabe indicar que la Norma Liquidación establece que la actualización de los Costos de Inversión y Costos de Operación y Mantenimiento que conforman el CMA de los Contratos SCT debe ser anual; sin embargo, también establece que, si algún Contrato SCT estableciera una aplicación distinta sobre la actualización, prevalecerá lo establecido en dicho Contrato.

En ese sentido, se verifica que los Contratos SCT, a los que se refiere TRANSMANTARO, indican en su numeral 8.1 y/o 8.2 cómo se determina el factor de actualización (Fa) respectivo.

Sobre dicho Fa, se especifica que para el índice de actualización "n" (IPPn), se utilizará el último dato definitivo en la fecha que corresponda efectuar la regulación de las tarifas de transmisión, regulación que se realiza cada cuatro (4) años; por lo que, en el presente proceso de fijación de peajes y compensaciones sí corresponde la actualización respectiva; sin embargo, no corresponde efectuarla con periodicidad anual como lo solicita la empresa.

En conclusión, el componente que determina la aplicación de la fórmula de actualización, como se puede apreciar, corresponde a la fijación de peajes y compensaciones que se realiza cada 4 años, por lo que la actualización debe efectuarse con ese mismo intervalo de años.

### **Conclusión**

Por las razones explicadas en el análisis anterior, no se acoge esta opinión.

## **6. REVISIÓN DE LOS MONTOS DE FACTURACIÓN EN LOS ARCHIVOS DE LIQUIDACIÓN**

TRANSMANTARO solicita revisar y verificar los montos utilizados y emitidos en el Proyecto de Resolución ya que algunos se diferencian con los reales facturados por su representada para el caso de Contratos de Concesión SCT.

Al respecto, precisa que en los archivos de cálculo de Osinerghmin de la liquidación de los SCT, observa diferencias entre los montos facturados por su representada, los cuales se facturaron y se remitieron en los reportes SILIPEST, y los montos que han sido usados en los archivos del Proyecto Resolución, como es el caso de la columna "Valor Facturado" hoja "Transferencias" del archivo "AnexoDiferenciasMontosDeTransferencia(PPLiq15).xlsx".

Refiere que el monto total real facturado por peajes SST/SCT-demanda en el año 2024 es de S/ 83 455 214,30 mientras que el valor que ha considerado Osinerghmin en la Prepublicación es de S/ 76 915 043,99, observando que las diferencias se tienen principalmente en los meses de enero, febrero y diciembre de 2024.

Periodo / AD	[A]			[B]			[C]=[A]-[B]		
	Montos Facturados / Reporte de CTM SILIPEST (S/.) (*)			Valor Facturado / Archivo Anexo Diferencias (S/.) (**)			Diferencia (S/.)		
	5	7	8	5	7	8	5	7	8
202401	2,986,713.09	2,527,953.61	1,652,087.79	3,013,844.07	2,527,953.61	1,654,758.33	-27,130.98	-	-2,670.54
202402	2,806,101.25	2,658,435.88	1,596,918.16	2,806,101.25	2,658,435.88	1,592,748.84	-	-	4,169.32
202403	2,871,439.09	2,698,564.99	1,600,482.61	2,871,439.09	2,698,564.99	1,600,482.61	-	-	-
202404	2,845,068.68	2,644,351.04	1,518,321.19	2,845,068.68	2,644,351.04	1,518,321.19	-	-	-
202405	2,714,012.86	2,411,365.12	1,634,491.09	2,714,012.86	2,411,365.12	1,634,491.09	-	-	-
202406	2,515,574.11	2,279,624.92	1,540,523.79	2,515,574.11	2,279,624.92	1,540,523.79	-	-	-
202407	3,031,198.21	2,318,664.43	1,562,378.73	3,031,198.21	2,318,664.43	1,562,378.73	-	-	-
202408	3,002,045.08	2,319,995.48	1,622,923.47	3,002,045.08	2,319,995.48	1,622,923.47	-	-	-
202409	2,846,149.65	2,333,935.19	1,636,732.11	2,846,149.65	2,333,935.19	1,636,732.10	-	-	0.01
202410	2,998,102.14	2,363,521.21	1,711,334.44	2,998,102.14	2,363,521.21	1,711,334.44	-	-	-
202411	2,926,796.18	2,401,174.79	1,744,925.17	2,926,796.18	2,401,174.79	1,744,925.17	-	-	-
202412	2,947,425.74	2,391,088.16	1,794,794.85	100,229.36	301,636.05	165,640.84	2,847,196.38	2,089,452.11	1,629,154.01

(\*) Reporte de CTM SILIPEST

(\*\*) Hoja "Transferencias", archivo "AnexoDiferenciasMontosDeTransferencia(PPLiq15).xlsx"

En ese sentido, solicita a Osinerghmin que los cálculos de liquidación anual deben ser realizados considerando la facturación real y reportada por cada Titular de Transmisión conforme su facturación en la plataforma SILIPEST SST y SCT.

### Análisis de Osinerghmin

Sobre el particular, esta opinión está relacionada a los archivos publicados en el proceso de Liquidación Anual SST y SCT, proceso donde TRANSMANTARO también ha presentado la misma opinión, por lo que será analizada en dicho proceso.

## 7. DIFERENCIA ENTRE ARCHIVOS DEL PROCESO DE LIQUIDACIÓN Y PEAJES

TRANSMANTARO observa diferencias entre los montos considerados en el archivo Anexo Diferencias "AnexoDiferenciasMontosDeTransferencia(PPLiq15)" y los montos de Peajes Facturados de las hojas "LiquidaciónSCT", archivos de la carpeta "Contratos SCT". Se observa que las diferencias se presentan en todas las áreas de demanda de los Contratos SCT de dicha empresa y para todos los meses. Al respecto, solicita revisar y corregir estos datos utilizando la información que ha reportado en el SILIPEST.

### Análisis de Osinerghmin

Al respecto, debido a que la prepublicación del proceso de fijación de peajes y compensaciones de los SST y SCT (Resolución N° 025-2025-OS/CD publicada el 28/02/2025) y la Preliquidación Anual de los ingresos por SST y SCT (Resolución N° 030-2025-OS/CD publicada el 13/03/2025) se emitieron en momentos diferentes, existió información que no pudo considerarse en el primero de los procesos. No obstante, para la etapa de publicación ambos procesos deben considerar la misma información de manera uniforme. Sin perjuicio de lo indicado, como se indica en el análisis del numeral siguiente, Osinerghmin utiliza la mejor información disponible que reportan los Suministradores y Titulares, y que se contrasta con los reportes de otras fuentes de información que dispone el Regulador, no siendo necesariamente la información que reporta el Titular en el SILIPEST.

### Conclusión

Por las razones explicadas en el análisis anterior, se acoge en parte esta opinión.

## 8. SOBRE LA LIQUIDACIÓN DE CONTRATOS SCT

TRANSMANTARO señala que, en el proceso regulatorio de liquidación anual de los ingresos por SST y SCT de demanda, Osinerghmin determina los Saldos de Liquidación, que corresponde a las diferencias entre el Ingreso Anual que Correspondió Facturar (IAF) y el Ingreso Anual Esperado (IAE). Esto se debería realizar dentro del marco de la Resolución Osinerghmin N° 056-2020-OS/CD (Procedimiento 056).

Sin embargo, TRANSMANTARO considera que la aplicación de Osinerghmin en la determinación del IAF no es correcta, indicando que se presume y se emplea como válida la información reportada por los Suministradores bajo otra vía distinta al Procedimiento 056, y no considera la información de los Titulares de Transmisión, vulnerando principios administrativos.

Adicionalmente, señala que Osinerghmin, al no supervisar ni fiscalizar el correcto reporte de información ni el pago de las obligaciones de los Suministradores producto de las transferencias en el mercado eléctrico, está incentivando malas prácticas que conllevan al deterioro del mercado.

Asimismo, señala que Osinerghmin en los cálculos de la Liquidación Anual emplea otra información que no ha sido la reportada por el mismo Titular de Transmisión y fuera del marco del procedimiento, considerándola como si esa energía ya ha sido facturada por dicho Titular, lo que está generando un perjuicio económico, dado que esa energía no ha sido ni recibida como información, ni facturada ni percibida como ingreso.

Por lo indicado, considera que Osinerghmin, al determinar estos Saldos de Liquidación, implícitamente está generando una obligación de pago, no solo de manera referencial o indicativa, ya que tiene implicancias en los ingresos de los Titulares de transmisión. Esta obligación de pago no está siendo declarada con un sustento o claridad debida de esta, vulnerando principios administrativos. Por un lado, considera que dicha energía fue facturada por los Titulares, cuando no ha sido así, y presenta unos cuadros de montos de facturación de diferencias sin la debida disposición o indicación que corresponde a la generación de una obligación de pago que debe hacer los Suministradores hacia los Titulares.

En ese sentido, solicita lo siguiente:

- Determinar de manera correcta los Saldos de Liquidación de los Titulares de acuerdo con la información reportada por los Titulares de Transmisión.
- Establecer los mecanismos adecuados de fiscalización, supervisión de la información que reportan los Suministradores, y que en caso existan diferencias entre los reportes, se tenga la obligación de saldar estas diferencias dentro del proceso administrativo correspondiente, y en caso incumplan con sus obligaciones sean estos sancionados.
- Establecer los mecanismos adecuados de fiscalización y supervisión, para el cumplimiento de las obligaciones de pago producto de las transacciones en el mercado eléctrico, en específico por los peajes SST SCT y los Saldos de Liquidación. Dado que, a la fecha, se ha dejado indefensos a los Titulares de Transmisión, porque no se tienen "herramientas de corte" o desincentivo a la mala práctica de no pago de los Suministradores

### **Análisis de Osinergmin**

Sobre el particular, cabe recordar que, de acuerdo con el PROCEDIMIENTO DE LIQUIDACIÓN, para la determinación del Saldo de Liquidación se utiliza el Ingreso Anual que correspondió Facturar (IAF), que se determina en base a los Ingresos Mensuales que correspondió Facturar (IMF), valor que puede ser diferente a los montos realmente facturados por los Titulares, esto debido a que la información de consumos de energía de los Usuarios es diferente o se aplica incorrectamente el cálculo de montos a facturar, entre otros.

Es importante tener en cuenta que el IMF del mes "k" se determina como el producto del valor del Peaje vigente en el mes "k" por la demanda mensual registrada en dicho mes, más el Ingreso Tarifario cuando corresponda, conforme a la fórmula y detalle explicados en el literal b) del numeral 5.6 del PROCEDIMIENTO DE LIQUIDACIÓN.

Por tanto, la información que fue utilizada para la determinación del IMF utilizado para determinar el Saldo de Liquidación, corresponde a la mejor información disponible por el regulador en base a la información reportada y la correcta aplicación de los peajes vigentes en cada mes, conforme lo establece el PROCEDIMIENTO DE LIQUIDACIÓN.

Sin perjuicio de ello, debido a que se han presentado cambios en la información de demanda y/o información comercial reportada en el SILIPEST se actualizará los montos determinados de los IMF.

Por su parte, se ha implementado reportes que permiten manejar de forma más directa y sencilla toda la información remitida por los Suministradores en los diferentes sistemas de información. No obstante, es importante señalar que los Titulares tienen acceso a la data fuente que reportan los Suministradores en los diferentes sistemas de remisión de información con la cual también puede verificar la existencia de inconsistencias, de ser el caso.

Por lo tanto, se acoge en parte el comentario, en tanto se actualizarán los IMF en base a la información reportada y validada de la demanda y/o de la información comercial en el periodo de liquidación.

Con respecto a los mecanismos de supervisión y/o fiscalización y las propuestas planteadas, no son materia de análisis en el presente proceso tarifario. Sin perjuicio de lo indicado, en el proyecto de resolución se incluyó una propuesta de artículo (artículo 3) donde se especifica la obligación de saldar diferencias entre los Suministradores y Titulares por las diferencias entre los montos que reportan los Suministradores y las transferencias reportadas como facturadas por los Titulares.

El análisis de este comentario es complementado con el informe legal que acompaña al presente informe.

### **Conclusión**

Por las razones explicadas en el análisis anterior, se acoge en parte esta opinión.

### 9. PROBLEMÁTICA DE PEAJES UNITARIOS AGRUPADOS (CASO DE SCT SE ORCOTUNA Y SCT FRIASPATA - MOLLEPATA); Y (LT INDEPENDENCIA - ICA, SE CHINCHA NUEVA Y SE NAZCA NUEVA)

TRANSMANTARO señala que, en la publicación de peajes unitarios, se ha presentado la casuística de que Osinerghmin publicó un único peaje unitario para esta empresa que abarca a las instalaciones del SCT SE Orcotuna y SCT LT Friaspata - Mollepata, correspondientes al área de demanda 5. Menciona que esta "unificación" ha ocasionado problemas en la gestión comercial, dado para emisión de la facturación y liquidación, se debe realizar por cada contrato, es decir, de manera independiente, puesto que se deben llevar contabilidades separadas conforme a los contratos.

En ese sentido, se han tenido problemas en el momento de determinar la facturación separada, debido a que se debe determinar un peaje estimado por separado para cada contrato, se deben aplicar redondeos con decimales y factores de actualización, obteniendo resultados que difieren con los de los suministradores.

Asimismo, solicita realizar la misma separación para los peajes del área de demanda 8 dado que confluyen tres proyectos (Contratos SCT) de su empresa (LT Independencia - Ica, SE Chincha Nueva y SE Nazca Nueva), y si bien podrían hacer el cálculo, algunos suministradores prefieren ver o tener dicha separación en algún documento del propio regulador, como la resolución o el Informe Técnico.

En ese sentido, TRANSMANTARO solicita que cada contrato tenga de manera independiente un peaje específico, para evitar procesos de reclamación, inconsistencias, y sobre todo tener una trazabilidad de cálculos independiente para la liquidación anual de ingresos y cumplir con lo establecido en dichos contratos, de mantener contabilidades separadas, como lo realizaron en el proceso de liquidación anterior.

#### Análisis de Osinerghmin

Al respecto, con Oficio N° 0796-2019-GRT, Osinerghmin sugirió unos pasos para desagregar los peajes por cada uno de los proyectos asociado a un Contrato SCT.

Sobre la base de esto, en el numeral 4.18 del Informe 220-2025-GRT (que forma parte del proceso de Liquidación Anual SST y SCT) se indican los pasos para que las empresas titulares pueden disgregar el peaje total en caso necesiten aplicar un peaje diferenciado.

A manera de ejemplo, se está considerando las instalaciones del Área de Demanda 5, donde Transmantaro tiene dos proyectos que tienen Contrato SCT los cuales son i) SE Orcotuna y ii) LT Fríaspata-Mollepata.

- a) El peaje actualizado de las instalaciones de TRANSMANTARO que tiene en el área de demanda 5 es de 0,2281 ctm S//kWh.
- b) El CMA utilizado corresponde a los calculados en los archivos de liquidaciones, en base a este CMA se calcula los porcentajes de proporción:

Instalación	CMA (ordenando de menor a mayor valor) USD	Porcentaje (%)	Peaje disgregado ctm S//kWh (redondeado a 4 decimales)
SE Orcotuna	29 122 979,80	29,74%	0,2281 x 29,74% = 0,0678

LT Fríaspata- Mollepata	68 812 174,35	70,26%	0,2281 – 0,0321 = 0,1603
Totales	97 935 154,15	100,00%	0,2281

En este ejemplo el Peaje correspondiente al proyecto SE Orcotuna es de 0,0678 y el peaje para el proyecto LT Fríaspata-Mollepata es 0,1603.

Por lo tanto, para la determinación del peaje unitario de cada instalación, se ha procedido a indicar los pasos respectivos en el proceso de Liquidación Anual SST y SCT que se deberán aplicar para disgregar los peajes en caso sea necesario; no obstante, no se acepta establecer peajes SCT por cada Contrato de Concesión como lo solicita TRANSMANTARO, toda vez que el peaje se determina por Titular, Área de Demanda y nivel de tensión.

### **Conclusión**

Por las razones explicadas en el análisis anterior, no se acoge esta opinión.

## **10. FACTOR DE ACTUALIZACIÓN DE LOS CONTRATOS SCT DE CTM**

Con relación al IPP que se debe utilizar en los Contratos SCT, TRANSMANTARO precisa que debe ser el último índice definitivo. En los archivos emitidos por Osinerghmin se ha utilizado el índice definitivo de setiembre 2024; sin embargo, se debe actualizar el archivo con el último índice definitivo al cierre de la etapa administrativa del proceso de regulación cuando se emita la resolución definitiva respecto a los peajes del SCT y SST del periodo 2025 -2029.

### **Análisis de Osinerghmin**

Sobre el particular, de acuerdo a los literales d) de los numerales 5.2 y 5.3 del Procedimiento de Liquidación SST y SCT, el valor del Índice WPSFD4131 a utilizarse en cada revisión del Componente de Inversión y el COyM, es definido en el propio contrato y corresponde al último dato de la serie publicado como definitivo, disponible en la fecha en que se efectúa la regulación de las tarifas de transmisión.

En el caso de los Contratos SCT de TRANSMANTARO corresponde utilizar al último dato de la serie publicado como definitivo, disponible en la fecha en que se efectúa la regulación de las tarifas de transmisión.

### **Conclusión**

Por las razones explicadas en el análisis anterior, se acoge esta opinión.

## A.23. Interconexión Eléctrica ISA Perú S.A. (ISA PERÚ)

### 1. OBSERVACIÓN SOBRE CAMBIO DE ARCHIVOS, ESTRUCTURA Y MODELOS

ISA PERÚ refiere que, en la presente regulación se han realizado modificaciones en los archivos, estructuras y modelos de cálculo en la liquidación anual del SST SCT y FITA, sin una comunicación previa ni una clara justificación técnica detallada. Estas modificaciones afectan la trazabilidad la información y dificultan la revisión y validación de los resultados por parte de los agentes del sector.

Añade que, los principios regulatorios se fundamentan en la predictibilidad, transparencia y garantizar que las mejoras cumplan y satisfagan las mismas condiciones iniciales. a garantía de que cualquier mejora preserve las condiciones iniciales establecidas. En este sentido, es fundamental que Osinergrmin:

1. Proporcione una justificación clara y documentada sobre los cambios realizados en los archivos, estructuras y modelos, incluyendo el detalle de las modificaciones, vinculación y su impacto en los cálculos.
2. Garantice la transparencia y continuidad de la información, asegurando que cualquier modificación sea previamente informada y explicada en los documentos regulatorios.
3. Valide que los resultados obtenidos sean consistentes con los cálculos previos, a fin de evitar discrepancias que puedan afectar la correcta aplicación de las metodologías establecidas.

ISA PERÚ indica la necesidad de mantener una comunicación clara y oportuna sobre estos cambios para evitar afectaciones en la interpretación y aplicación de la regulación por parte de los agentes involucrados.

#### Análisis de Osinergrmin

Al respecto, Osinergrmin ha realizado la publicación del proyecto de Resolución que aprueba la fijación de peajes y compensaciones del SST y SCT cumpliendo con la etapas y plazos establecidos para tal fin, no siendo obligación del Regulador efectuar actividades adicionales que no se encuentran normadas o establecidas en la normatividad vigente.

Cabe señalar también que, se ha sustentado correctamente los cambios efectuados, sin perjuicio de que resulte pertinente efectuar alguna precisión y/o aclaración ante las opiniones y/o comentarios que se hayan presentado.

El análisis de este comentario es complementado con el informe legal que acompaña al presente informe.

#### Conclusión

Por las razones explicadas en el análisis anterior, se acoge parcialmente esta opinión.

### 2. OBSERVACIÓN SOBRE VALORES SIN VINCULACIÓN O IDENTIFICACIÓN DE FUENTE DE CÁLCULO

ISA PERÚ solicita de manera general, vincular (formular) de manera correcta los valores empleados en los cálculos y la indicación de los archivos fuente. Esto con la finalidad de realizar una adecuada revisión y validación de cálculos.

Asimismo, ISA PERÚ refiere que los valores resultantes que se muestran en los informes puedan estar indicados claramente la fuente de origen, especificando: La regulación correspondiente, el nombre del archivo fuente y hoja de cálculo.

### **Análisis de Osinergmin**

Al respecto, ISA PERÚ no precisa qué valor debe ser vinculado correctamente ni cuál debe ser referenciado en los archivos o en el informe, por lo que no es posible analizar con mayor detalle lo solicitado.

### **Conclusión**

Por las razones explicadas en el análisis anterior, no se acoge esta opinión.

### **3. SOBRE EL CAMBIO DE CRITERIO/METODOLOGÍA CON ALTO IMPACTO DEL CMA A SER EMPLEADO PARA EL CÁLCULO DE PEAJES EN AMPLIACIÓN 3 DE ISA PERÚ**

ISA PERÚ señala que observa un cambio de criterio del CMA a ser empleado para el cálculo de peajes en Ampliación 3 de ISA Perú, sin aviso visible ni explicación clara como un caso especial o modificación de metodología.

En ese sentido, ISA PERÚ solicita que Osinergmin fije los peajes conforme a la metodología establecida en el "Procedimiento de Liquidación Anual de los Ingresos por el Servicio de Transmisión Eléctrica del SST y SCT", aprobado mediante Resolución Osinergmin 056-2020-OS/CD, y mantenga los criterios usados en las regulaciones precedentes. Asimismo, para mayor transparencia debe indicar claramente cualquier modificación de criterios, fórmulas o modelos de procesamiento en un apartado especial dentro de los capítulos del informe y en la resolución tarifaria con un sustento económico y normativo correspondiente.

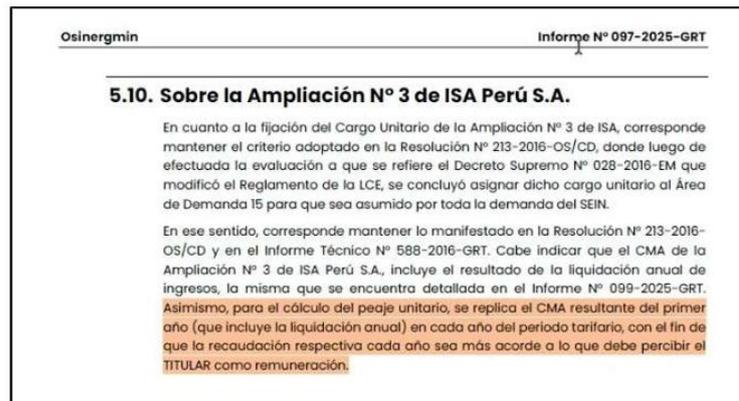
Asimismo, refiere que la instalación de Ampliación N° 3 de ISA PERÚ forma parte del Contrato BOOT SST.

Como sustento, ISA PERÚ indica que, en el Informe 097-2025-GRT (ver Fig. 1), en la última oración del párrafo 2 del ítem 5.10, se menciona la propuesta de modificar el cálculo del peaje unitario de ISA PERÚ, el cual se ha aplicado a otros contratos como es el caso de los Contratos SCT, a quienes se ha aplicado este criterio sin aviso visible ni explicación clara como un caso especial o modificación de criterio.

Asimismo, ISA PERÚ señala que este criterio/metodología carece de un sustento económico y normativo, y que no se han evaluado sus impactos, en este caso, para ISA PERÚ Ampliación N° 3 se observa una afectación directa a los ingresos con una reducción de hasta un 70% en la facturación mensual, lo que impacta significativamente el flujo de caja y los resultados financieros de los titulares de transmisión de los proyectos.

ISA PERÚ añade que, desde la perspectiva procedimental administrativa, el acto administrativo vulnera los principios de Razonabilidad, Predictibilidad y debido procedimiento (motivación fundada en derecho). Asimismo, el no contemplar los principios citados también trasgrede los principios de Ejercicio legítimo del poder y de Responsabilidad.

Figura 1. Extracto del Informe Técnico



### Requerimientos específicos

Ante esta situación, ISA PERÚ solicita que Osinerghmin:

1. Garantice la transparencia y previsibilidad en la aplicación de criterios regulatorios, detallando cualquier cambio en los métodos de cálculo dentro de los informes y resoluciones tarifarias.
2. Realice una evaluación de impacto antes de implementar modificaciones en las metodologías, asegurando que los efectos económicos y financieros sean analizados de manera integral.
3. Se abstenga de modificar las fórmulas de cálculo en este caso específico, dado que no cuentan con sustento económico ni normativo y generan afectaciones directas a los ingresos de los titulares de transmisión.

Finalmente, ISA PERÚ señala su disposición para colaborar en la mejora regulatoria y trabajar de manera conjunta en mesas de trabajo o espacios equivalentes.

### **Análisis de Osinerghmin**

En principio, es importante tener en cuenta que por un lado se encuentra el CMA que debe percibir cada titular de transmisión en cada año tarifario y por otro lado tenemos los montos que deben recaudarse en función del Peaje Unitario (Peaje Recalculado). En ese sentido, se debe precisar que, el CMA que se determina en función del Contrato de Concesión SCT (o Contrato BOOT) es el monto que debe percibir el titular en cada año tarifario. Este CMA se determina en base a los criterios establecidos en cada Contrato y/o en las reglas que establece el Procedimiento de Liquidación, condiciones que no están siendo modificadas. Es decir, la liquidación anual de ingresos debe permitir que el monto que le corresponde percibir a cada titular cada año (CMA) debe estar acorde con lo que debe facturar cada titular.

### Sobre el problema identificado

Para el caso de los Contratos de Concesión SCT (incluido los Contratos BOOT), se ha verificado que existe una problemática en la recaudación por parte de los titulares, debido a que el Peaje Unitario no está permitiendo recaudar un monto acorde con el CMA. Está problemática ha ocasionado que existan Saldos de Liquidación que en términos absolutos representan más del 50% del CMA determinado en función de la inversión y costo de OyM, como se muestra en el siguiente cuadro:

CMA y Saldos de Liquidación - Contrato SCT LT Independencia - Ica periodo 2021 - 2025			
Año tarifario	CMA (USD) A	Saldo (USD) B	B/A (%)
2021-2022	1,668,703	-166,843	-10%
2022-2023	1,668,703	-480,715	-29%
2023-2024	1,668,703	-776,624	-47%
2024-2025	1,668,703	-851,742	-51%

La tendencia creciente (como valor absoluto) es similar para todos los demás Contratos. Es así que, de seguir efectuando la liquidación anual con los mismos criterios utilizados en regulaciones anteriores, los saldos de liquidación podrían incrementarse (como valor absoluto) aún más, generando que el usuario pague un cargo que no esté acorde con el servicio prestado y que el titular no perciba adecuadamente los ingresos en el marco de su contrato. En ese sentido, se considera necesario plantear una alternativa para mitigar esta problemática en tanto lo permita la normativa vigente.

#### Sobre la base normativa

Sobre el particular, es importante indicar que es la NORMA TARIFAS la que establece la fórmula de cómo se determina el Peaje Unitario (PU) de todas las instalaciones del SST y SCT. Es así que, en el numeral 25.1 de la NORMA TARIFAS se especifica lo siguiente:

*“25.1. Para cada Área de Demanda el CMA se recupera mediante el PU 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/.
- A : Tasa de Actualización anual, según el Art. 79° de la LCE o el que la sustituya
- B : Tasa de actualización mensual calculada con la tasa de actualización anual, obtenida mediante la siguiente expresión:  $\beta = (1 + \alpha)^{1/12} - 1$
- N : Horizonte para cálculo de peaje, equivalente a 4 años
- Dj : Demanda mensual, expresada a fin de mes en GWh
- i : Índice de variación del año
- j : Índice de variación del mes”

Al respecto, se observa que, en las instalaciones asociadas a un Contrato de Concesión SCT (o Contrato BOOT) el CMA varía anualmente dentro del Período Tarifario de cuatro (4) años, principalmente por dos motivos: (i) la actualización de la inversión y costo de OyM de acuerdo a su contrato y/o (ii) al agregar el monto que resulte de la liquidación anual; por su lado, para las instalaciones que no están asociadas a estos tipos de contratos, el CMA se mantiene invariable en el Período Tarifario. Cabe señalar que, la diferenciación de estos casos se

desprende del numeral II) del literal b) del artículo 139 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas<sup>18</sup>.

Sobre las regulaciones anteriores

Al momento de calcular el Peaje Unitario asociado a los Contratos SCT (o Contrato BOOT), únicamente se conoce el CMA del primer año, sabiendo de antemano que el CMA de los tres (3) años restantes se modificará en cada Liquidación según corresponda. Por ello, al momento de determinar el Peaje Unitario, para considerar el CMA de los tres (3) años restantes, se ha tenido diferentes criterios en las dos últimas regulaciones tarifarias:

Periodo 2017 – 2021: Para el caso de la Liquidación de los Contratos, cada año se determinaba un nuevo CMA (incluida la liquidación) y se actualizaba el CMA (sin liquidación) de los años restantes, como se puede observar en la imagen:

Costo Medio Anual - (US\$)	Periodo Liq. Anterior	Liq. Anterior	CMA_sig	Ingreso Esperado/Mes (US\$)
3,069,896.92	2015-07		3,069,896.92	322,303.38
4,080,126.14	2016-03	1,189,436.10	5,269,562.25	416,681.54
4,148,197.00	2017-03	2,738,242.05	6,886,439.06	544,533.29

	CMA 2017	CMA 2018	CMA 2019	CMA 2020
	May 2017-Abr2018	May 2018-Abr2019	May 2019-Abr2020	May 2020-Abr2021
Ampliación N° 3	5,269,562.25	6,886,439.06	4,148,197.00	4,148,197.00

Color Negro: Valores calculados a través de fórmulas.  
 Color Rojo: Valores preliminares y que serán modificados.  
 Color Azul: Valores que cambian y que deben ser modificados manualmente.  
 Color Naranja: Valores que cambian excepcionalmente (resultado de una resolución o adenda)

Archivo de Liquidación efectuada el año 2018 de Ampliación 3 de ISA Perú.

Periodo 2021 – 2025: Para el caso de la Liquidación de los Contratos, cada año se determinaba un nuevo CMA (incluida la liquidación), pero NO se actualizaba el CMA que se había determinado en la fijación de peajes para los años restantes, como se puede observar en la imagen:

Costo Medio Anual - (US\$)	Periodo Liq. Anterior	Liq. Anterior	CMA_sig	Ingreso Esperado/Mes (US\$)
3,069,896.92	2015-07		3,069,896.92	322,303.38
4,080,126.14	2016-03	1,189,436.10	5,269,562.25	416,681.54
4,162,636.28	2017-03	2,738,242.05	6,900,878.33	545,675.05
4,274,024.96	2018-03	2,114,743.24	6,388,768.20	505,180.82
4,325,661.45	2019-03	630,031.00	4,955,692.45	391,862.83
4,401,840.17	2020-03	1,815.00	4,403,655.17	348,211.43
4,730,335.71	2021-03	68,418.00	4,798,753.71	379,453.17

	CMA 2021	CMA 2022	CMA 2023	CMA 2024
	May 2021-Abr2022	May 2022-Abr2023	May 2023-Abr2024	May 2024-Abr2025
Ampliación N° 3	4,403,655.17	4,798,753.71	4,401,840.17	4,401,840.17

manualmente.  
 Color Naranja: Valores que cambian excepcionalmente (resultado de una resolución o adenda)

Archivo de Liquidación efectuada el año 2022 de Ampliación 3 de ISA Perú.

<sup>18</sup> "Artículo 139.- (...)

b) Costo Medio Anual (...)

II) El Costo Medio Anual de las instalaciones de transmisión no comprendidas en el numeral anterior, estará conformado por la anualidad de la inversión para un período de recuperación de hasta treinta (30) años, con la tasa de actualización a que se refiere el Artículo 79 de la Ley, y el correspondiente costo anual estándar de operación y mantenimiento según lo especificado en el numeral VI) siguiente. **Tratándose de Contratos de Concesión de SCT**, el Costo Medio Anual comprende los costos de operación y mantenimiento, **el monto que resulte de la liquidación anual de acuerdo al literal f) siguiente**, así como, la anualidad de la inversión calculada aplicando la Tasa de Actualización y el período de recuperación establecidos en el Contrato de Concesión de SCT, cuyos componentes de inversión, operación y mantenimiento serán los valores que resulten de la licitación."

Sobre el criterio propuesto en la regulación 2025-2029

En la presente regulación (periodo 2025 – 2029) se ha considerado un cambio de criterio para determinar el Peaje Unitario (recaudación) asociado a las instalaciones con Contrato de Concesión SCT (incluido los Contratos BOOT), estos nuevos criterios adoptados por el Regulador se centran únicamente en decidir cuál CMA debe utilizarse en el cálculo del Peaje Unitario para los otros tres (3) años del Período Tarifario de cuatro (4) años. Es así que, en los numerales 5.4.2, 5.10 y 5.11 se indicó lo siguiente:

“(..) Para el cálculo del peaje unitario, se replica el CMA resultante del primer año (que incluye la liquidación anual) en cada año del periodo tarifario, con el fin de que la recaudación respectiva cada año sea más acorde a lo que debe percibir el TITULAR como remuneración.”

Cabe señalar que, el CMA se modificará cada año según los resultados de la Liquidación Anual, como ha venido efectuándose en los años anteriores, y únicamente para el cálculo del Peaje Unitario (Peaje Recalculado) ese nuevo CMA (incluida su liquidación) se considerará para todo el Período Tarifario.

A continuación, se incluye una secuencia de cómo se efectúa y como se efectuará la actualización del CMA cada año para el cálculo del Peaje Unitario:

**Fijación de peajes y compensaciones**

Caso actual

Fijación de Peajes		1	1	1
<b>CMA</b>	100.0	100.0	100.0	100.0
Liq pasado	- 24.6			
<b>CMA'</b>	75.4	100.0	100.0	100.0
E	100.0	103.0	106.1	109.3
P.U. r1	0.89			

Caso propuesto

Fijación de Peajes				
<b>CMA</b>	100.0	100.0	100.0	100.0
Liq pasado	- 24.6			
<b>CMA'</b>	75.4	75.4	75.4	75.4
E	100.0	103.0	106.1	109.3
P.U. r1	0.72			

**Liquidación año 1 y cálculo de peajes año 2**

Caso actual

Liq.1	-	15.32		
<b>CMA</b>	75.4	84.68	100.0	100.0
E2	100.0	103.0	106.1	109.3
IMF	89.07			
P.U. r2		0.85		

Caso propuesto

Liq.1		3.37		
<b>CMA</b>	103.37	103.37	103.37	103.37
E2	100.0	103.0	106.1	109.3
IMF	72.38			
P.U. r2		0.99		

**Liquidación año 2 y cálculo de peajes año 3**

Caso actual

Liq.2			-	3.45
CMA	75.4	84.68	96.9	100.0
E2	100.0	103.0	106.1	109.3
IMF	-	87.76		
P.U. r2	-		0.85	

Caso propuesto

Liq.2				1.28
CMA	101.3	101.28	101.3	101.3
E2	100.0	103.0	106.1	109.3
IMF	-	102.22		
P.U. r2			0.97	

**Liquidación año 3 y cálculo de peajes año 4**

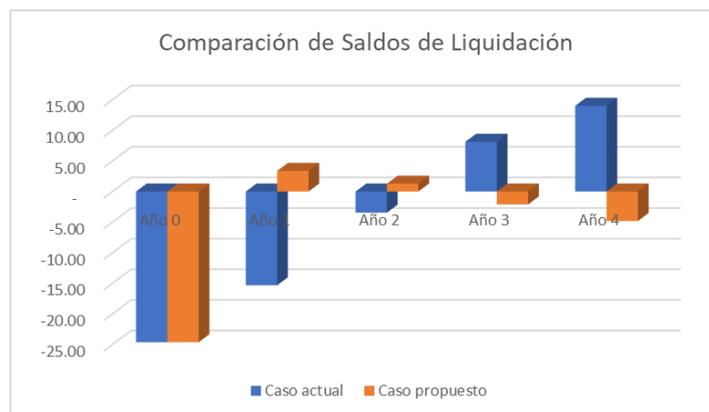
Caso actual

Liq.3				8.13
CMA	75.4	84.68	96.92	108.1
E2	100.0	103.0	106.1	109.3
IMF	-	-	89.66	94.14
P.U. r2	-	-		0.86

Caso propuesto

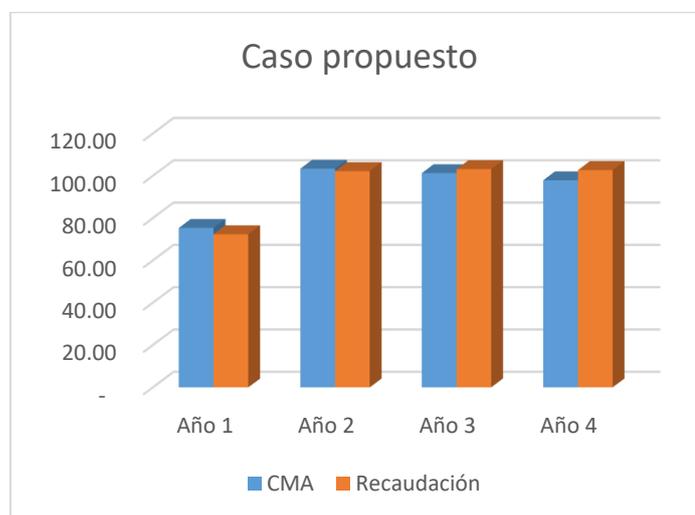
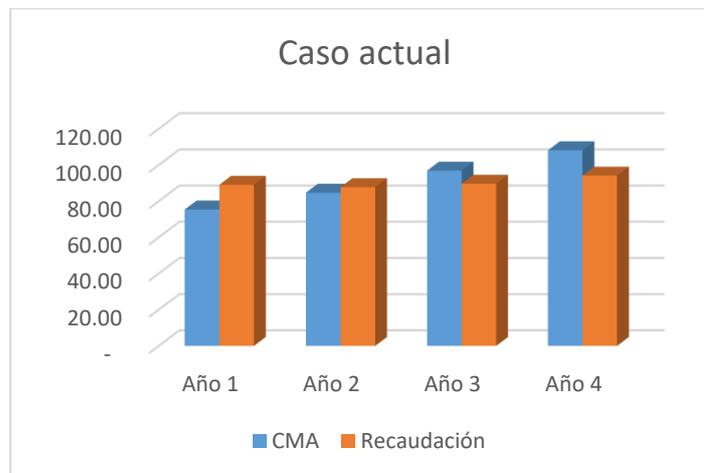
Liq.3				-	2.11
CMA	97.9	97.9	97.9	97.9	
E2	100.0	103.0	106.1	109.3	
IMF			103.17		
P.U. r2				0.94	

Ahora bien, al utilizar el último CMA calculado (incluida su liquidación) para los 4 años del periodo tarifario, se considera que el Peaje Unitario reflejará dicho CMA que se debe recuperar en el siguiente año. Si se utiliza un diferente CMA (mucho mayor o menor al CMA que se determina cada año), como se ha venido efectuando, se distorsiona la recaudación, y mantendríamos los saldos de liquidación excesivos. En la siguiente figura observamos el comportamiento del Saldo de Liquidación en los dos casos indicados (actual y propuesto).



Por ello, se considera que el criterio planteado en la presente regulación para determinar el Peaje Unitario asociado a las instalaciones con Contrato SCT y Contrato BOOT, permite una recaudación más acorde a lo que debe percibir cada TITULAR, debido a que en los últimos años la recaudación se ha distorsionado llegando a obtener saldos de liquidación que representan más del 50% del CMA asociado. Cabe señalar que, en el primer año tarifario efectivamente existe una disminución en el Peaje Unitario respecto del valor vigente justamente porque al TITULAR le corresponde percibir (y recaudar) un monto mucho menor

debido a este saldo de liquidación excesivo (y negativo), tal como se observa en las siguientes figuras.



Entonces, se puede observar en las figuras anteriores que, el caso propuesto presenta valores de recaudación más acorde a la actualización del CMA.

Por otro lado, Isa Perú señala que el criterio tomado carece de sustento económico y normativo, y que no se han evaluado sus impactos, al respecto se debe mencionar que, como sustento económico se tiene que los saldos de las liquidaciones de los contratos SCT y BOOT son negativas y cada vez se están incrementando, toda vez que, están recaudando más dinero que el CMA que les corresponde, el nuevo criterio, de considerar el CMA del año para el periodo tarifario, para el cálculo del peaje, reduce de manera significativa los saldos de liquidación, y que para el siguiente año, el valor del CMA será el que le corresponde según su liquidación.

Además, ISA PERÚ menciona que para la Ampliación 3 tiene una afectación directa en los ingresos con una reducción de hasta un 70% en la facturación mensual, sin embargo, no presenta el sustento de lo que menciona, toda vez que, el CMA propuesto para el cálculo del peaje (de los 4 años) fue de 45 018 931 y con el criterio anterior sería de 55 394 916, es decir una reducción del 19% y no el 70% que menciona Isa Perú. En la siguiente figura se muestra los

datos actualizados de la Liquidación de la Adenda 3, producto de la actualización de los meses diciembre 2024, enero y febrero 2025.

Instalación	CMA	LIQ	CMA 2025	Variación	CMA 4 años		Variación del CMA
					Propuesto	Actual	
ISA PERÚ_ Ampliación 3	5,293,413.33	- 1,308,008.72	3,985,404.61	24.71%	12,105,066.09	14,910,080.59	19%

Sin perjuicio de lo indicado, este criterio puede ser revisado en las liquidaciones siguientes en función de los aportes sustentados de los interesados y los resultados que se obtengan en la recaudación de los Titulares.

### Conclusión

Por las razones explicadas en el análisis anterior, se acoge parcialmente esta opinión, en tanto sí se están efectuando precisiones de cómo será el tratamiento del Peaje Unitario (Peaje Recalculado) en los siguientes años del Periodo Tarifario.

#### 4. CORRECCIÓN DEL CMA A SER EMPLEADO PARA EL CÁLCULO DE PEAJES EN TODOS LOS CONTRATOS SCT

ISA PERÚ refiere que, en el archivo de peajes de Ampliación N° 3 de ISA PERÚ, se ha descontado la liquidación cuatro veces al CMA, lo cual genera que se tenga un descuento adicional total de más de 3,8 MM USD por los 4 años del periodo tarifario, ocasionando que el peaje determinado en la Proyecto de Resolución sea inferior hasta en un 70% respecto al peaje vigente, aspecto que no es una práctica que se haya aplicado anteriormente y además que no está establecida de tal forma en la normativa vigente.

Por lo cual, ISA PERÚ solicita realizar la fijación del peaje conforme lo establece la normativa y conforme se ha venido realizando hasta la fecha.

Sin perjuicio de lo anterior, si bien se entiende que se busca corregir algunos aspectos con el modelo que propone, ISA PERÚ sugiere revisar ello con más detalle posteriormente y ver los aspectos que involucran dicho cambio como es el presente caso.

Como sustento, ISA PERÚ indica que en el archivo de peajes de Ampliación N° 3 de ISA PERÚ, descuentan la última liquidación del 2024 para todos los años del periodo tarifario, metodología que no se ha realizado en las regulaciones precedentes.

Por otra parte, en los archivos de liquidaciones se observa que en las hojas de "CMA", se considera un descuento de la liquidación del 2024 al CMA del año 2025 y para los siguientes años considera el derecho del CMA sin afectación.

Al respecto, ISA PERÚ señala que esta modificación del cambio de metodología realizada genera una reducción del CMA de más de 3,8 MM USD para los años de 2026, 2027 y 2028, toda vez que los peajes obtenidos en el Proyecto Resolución no consideran los CMA correctos, afectando de esta manera la facturación mensual, la cual se reduciría hasta en un 70%.

En ese sentido, ISA PERÚ solicita se retome la metodología para determinar el peaje conforme se ha venido realizando y se ha establecido en la normativa vigente 1-2, donde solo se especifica que el valor del saldo de liquidación se agrega o deduce, de acuerdo con el caso, del CMA correspondiente al siguiente periodo de mayo a abril, pero no para los 4 años como se ha realizado en el presente caso.

Tabla 1. Diferencia entre el CMA de Peajes y CMA de Liquidación

AD	Contratos SCT	CMA de Peajes (USD)			
		2025	2026	2027	2028
15	Ampliación N° 3	3,975,800.01	3,975,800.01	3,975,800.01	3,975,800.01

AD	Contratos SCT	CMA de Liquidación (USD)			
		2025	2026	2027	2028
15	Ampliación N° 3	3,975,800.01	5,273,663.29	5,273,663.29	5,273,663.29

AD	Contratos SCT	Diferencia entre el CMA de Peajes y CMA de Liquidación (USD)			
		2025	2026	2027	2028
15	Ampliación N° 3	-	1,297,863.28	1,297,863.28	1,297,863.28

Tabla 2. Detalle de las diferencias en Ampliación N° 3

AD	CMA de Liquidación	CMA de Peajes																																																																																																																											
15	<p>Fuente: Hoja "CMA" del archivo "AMPLIACIÓN No 3_ISA_2025 PP"</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>CMA 2025</th> <th>CMA 2026</th> <th>CMA 2027</th> <th>CMA 2028</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>May 2025-Abr 2026</td> <td>3,975,800.01</td> <td>5,273,663.29</td> <td>5,273,663.29</td> <td>5,273,663.29</td> </tr> <tr> <td>Ampliación N° 3</td> <td>3,975,800.01</td> <td>5,273,663.29</td> <td>5,273,663.29</td> <td>5,273,663.29</td> </tr> </tbody> </table>		CMA 2025	CMA 2026	CMA 2027	CMA 2028	May 2025-Abr 2026	3,975,800.01	5,273,663.29	5,273,663.29	5,273,663.29	Ampliación N° 3	3,975,800.01	5,273,663.29	5,273,663.29	5,273,663.29	<p>Fuente: Hoja "F-514" del archivo "05-Tarifas-Rev_2025_2029_15"</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="6">ISA PERU</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td colspan="6"><b>TRANSPORTE MAT</b></td> </tr> <tr> <td>Costo de Inversión CI</td> <td>45 374 915.6</td> <td>14 938 984.7</td> <td>14 938 984.7</td> <td>14 938 984.7</td> <td>14 938 984.7</td> </tr> <tr> <td>Anualidad del CI</td> <td>4 317 948.1</td> <td>1 421 617.2</td> <td>1 421 617.2</td> <td>1 421 617.2</td> <td>1 421 617.2</td> </tr> <tr> <td>COYM</td> <td>892 288.1</td> <td>318 569.7</td> <td>318 569.7</td> <td>318 569.7</td> <td>318 569.7</td> </tr> <tr> <td><b>Costo Medio Anual CMA</b></td> <td><b>5 285 528.2</b></td> <td><b>1 740 177.9</b></td> <td><b>1 740 177.9</b></td> <td><b>1 740 177.9</b></td> <td><b>1 740 177.9</b></td> </tr> <tr> <td><b>T Total</b></td> <td><b>0.0</b></td> <td><b>0.0</b></td> <td><b>0.0</b></td> <td><b>0.0</b></td> <td><b>0.0</b></td> </tr> <tr> <td colspan="6"><b>TRANSFORMACION MAT/AT</b></td> </tr> <tr> <td>Costo de Inversión CI</td> <td>21 159 627.0</td> <td>6 966 477.0</td> <td>6 966 477.0</td> <td>6 966 477.0</td> <td>6 966 477.0</td> </tr> <tr> <td>Anualidad del CI</td> <td>2 013 583.3</td> <td>662 941.0</td> <td>662 941.0</td> <td>662 941.0</td> <td>662 941.0</td> </tr> <tr> <td>COYM</td> <td>451 210.4</td> <td>148 556.0</td> <td>148 556.0</td> <td>148 556.0</td> <td>148 556.0</td> </tr> <tr> <td><b>Costo Medio Anual CMA</b></td> <td><b>2 464 793.7</b></td> <td><b>811 495.0</b></td> <td><b>811 495.0</b></td> <td><b>811 495.0</b></td> <td><b>811 495.0</b></td> </tr> <tr> <td><b>T Total</b></td> <td><b>0.0</b></td> <td><b>0.0</b></td> <td><b>0.0</b></td> <td><b>0.0</b></td> <td><b>0.0</b></td> </tr> <tr> <td colspan="6"><b>TRANSPORTE AT</b></td> </tr> <tr> <td>Costo de Inversión CI</td> <td>38 872 986.1</td> <td>12 798 325.7</td> <td>12 798 325.7</td> <td>12 798 325.7</td> <td>12 798 325.7</td> </tr> <tr> <td>Anualidad del CI</td> <td>3 533 723.3</td> <td>1 163 423.4</td> <td>1 163 423.4</td> <td>1 163 423.4</td> <td>1 163 423.4</td> </tr> <tr> <td>COYM</td> <td>791 868.4</td> <td>260 703.8</td> <td>260 703.8</td> <td>260 703.8</td> <td>260 703.8</td> </tr> <tr> <td><b>Costo Medio Anual CMA</b></td> <td><b>4 325 517.7</b></td> <td><b>1 424 127.2</b></td> <td><b>1 424 127.2</b></td> <td><b>1 424 127.2</b></td> <td><b>1 424 127.2</b></td> </tr> </tbody> </table>	ISA PERU						<b>TRANSPORTE MAT</b>						Costo de Inversión CI	45 374 915.6	14 938 984.7	14 938 984.7	14 938 984.7	14 938 984.7	Anualidad del CI	4 317 948.1	1 421 617.2	1 421 617.2	1 421 617.2	1 421 617.2	COYM	892 288.1	318 569.7	318 569.7	318 569.7	318 569.7	<b>Costo Medio Anual CMA</b>	<b>5 285 528.2</b>	<b>1 740 177.9</b>	<b>1 740 177.9</b>	<b>1 740 177.9</b>	<b>1 740 177.9</b>	<b>T Total</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>TRANSFORMACION MAT/AT</b>						Costo de Inversión CI	21 159 627.0	6 966 477.0	6 966 477.0	6 966 477.0	6 966 477.0	Anualidad del CI	2 013 583.3	662 941.0	662 941.0	662 941.0	662 941.0	COYM	451 210.4	148 556.0	148 556.0	148 556.0	148 556.0	<b>Costo Medio Anual CMA</b>	<b>2 464 793.7</b>	<b>811 495.0</b>	<b>811 495.0</b>	<b>811 495.0</b>	<b>811 495.0</b>	<b>T Total</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>TRANSPORTE AT</b>						Costo de Inversión CI	38 872 986.1	12 798 325.7	12 798 325.7	12 798 325.7	12 798 325.7	Anualidad del CI	3 533 723.3	1 163 423.4	1 163 423.4	1 163 423.4	1 163 423.4	COYM	791 868.4	260 703.8	260 703.8	260 703.8	260 703.8	<b>Costo Medio Anual CMA</b>	<b>4 325 517.7</b>	<b>1 424 127.2</b>	<b>1 424 127.2</b>	<b>1 424 127.2</b>	<b>1 424 127.2</b>
	CMA 2025	CMA 2026	CMA 2027	CMA 2028																																																																																																																									
May 2025-Abr 2026	3,975,800.01	5,273,663.29	5,273,663.29	5,273,663.29																																																																																																																									
Ampliación N° 3	3,975,800.01	5,273,663.29	5,273,663.29	5,273,663.29																																																																																																																									
ISA PERU																																																																																																																													
<b>TRANSPORTE MAT</b>																																																																																																																													
Costo de Inversión CI	45 374 915.6	14 938 984.7	14 938 984.7	14 938 984.7	14 938 984.7																																																																																																																								
Anualidad del CI	4 317 948.1	1 421 617.2	1 421 617.2	1 421 617.2	1 421 617.2																																																																																																																								
COYM	892 288.1	318 569.7	318 569.7	318 569.7	318 569.7																																																																																																																								
<b>Costo Medio Anual CMA</b>	<b>5 285 528.2</b>	<b>1 740 177.9</b>	<b>1 740 177.9</b>	<b>1 740 177.9</b>	<b>1 740 177.9</b>																																																																																																																								
<b>T Total</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>																																																																																																																								
<b>TRANSFORMACION MAT/AT</b>																																																																																																																													
Costo de Inversión CI	21 159 627.0	6 966 477.0	6 966 477.0	6 966 477.0	6 966 477.0																																																																																																																								
Anualidad del CI	2 013 583.3	662 941.0	662 941.0	662 941.0	662 941.0																																																																																																																								
COYM	451 210.4	148 556.0	148 556.0	148 556.0	148 556.0																																																																																																																								
<b>Costo Medio Anual CMA</b>	<b>2 464 793.7</b>	<b>811 495.0</b>	<b>811 495.0</b>	<b>811 495.0</b>	<b>811 495.0</b>																																																																																																																								
<b>T Total</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>	<b>0.0</b>																																																																																																																								
<b>TRANSPORTE AT</b>																																																																																																																													
Costo de Inversión CI	38 872 986.1	12 798 325.7	12 798 325.7	12 798 325.7	12 798 325.7																																																																																																																								
Anualidad del CI	3 533 723.3	1 163 423.4	1 163 423.4	1 163 423.4	1 163 423.4																																																																																																																								
COYM	791 868.4	260 703.8	260 703.8	260 703.8	260 703.8																																																																																																																								
<b>Costo Medio Anual CMA</b>	<b>4 325 517.7</b>	<b>1 424 127.2</b>	<b>1 424 127.2</b>	<b>1 424 127.2</b>	<b>1 424 127.2</b>																																																																																																																								

**Análisis de Osinerghmin**

Del análisis desarrollado en el comentario anterior, no se modifica el criterio adoptado en la prepublicación; sin embargo, sí se realizan precisiones sobre el criterio planteado.

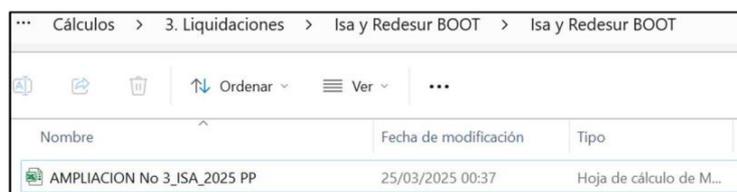
**Conclusión**

Por las razones explicadas en el análisis anterior, se acoge parcialmente esta opinión.

**5. DIFERENCIAS SIGNIFICATIVAS ENTRE LOS MONTOS REALES FACTURADOS Y LOS MONTOS CONSIDERADOS EN LA PREPUBLICACIÓN COMO FACTURACIÓN DE LOS TITULARES**

ISA PERÚ opina que, respecto de los montos utilizados y emitidos en el presente Proyecto de Resolución referente a los montos de facturación de todos los archivos de la carpeta "Isa y Redesur BOOT" (como se muestra en la imagen), se solicita revisar y verificar los montos que se están tomando ya que varios se diferencian con los reales facturados.

Figura 2. Archivos de cálculo del presente Proyecto de Resolución.



Variación entre lo remitido por ISA Perú en el SILIPEST y lo considerado en los archivos del Proyecto de Resolución

ISA PERÚ indica que, en los archivos de cálculo de Osinerghmin de la prepublicación de la liquidación de los SCT y SST, se ha verificado que los valores de facturación considerados por Osinerghmin para la liquidación anual difieren significativamente de lo reportado por los Titulares de Transmisión, en el marco la liquidación anual de ingresos declarados en la plataforma PRIE – SILIPEST.

ISA PERÚ señala que observa diferencias entre los montos facturados por ISA PERÚ, los cuales se facturaron y se remitieron en los reportes SILIPEST, y los montos que han sido usados en los archivos del Proyecto Resolución, como es el caso de la columna “Valor Facturado” hoja “Transferencias” del archivo “AnexoDiferenciasMontosDeTransferencia(PPLiq15).xlsx”.

ISA PERÚ indica que el monto total real facturado por peajes SST/SCT-demanda en el año 2024 es de S/ 20 982 232,64, mientras que el valor que ha considerado Osinerghmin en la Prepublicación es de S/ 19 357 284,05; observando diferencias en todos los meses de 2024, excepto noviembre.

Tabla 3. Diferencias entre montos reportados en SILIPEST vs Prepublicación Osinerghmin

Periodo / AD	[A]		[B]		[C]=[B]-[A]	
	Montos Facturados / Reporte de ISA Perú SILIPEST (S/) (*)		Valor Facturado de ISA Perú / Archivo Anexo Diferencias (S/) (**)		Diferencia (S/)	
	3	15	3	15	3	15
202401	153,521.12	1,657,301.03	153,521.12	1,660,760.68	-	3,459.65
202402	145,757.38	1,644,544.07	145,757.38	1,647,157.55	-	2,613.48
202403	155,788.83	1,682,148.79	155,788.83	1,684,514.33	-	2,365.54
202404	156,090.33	1,647,108.06	156,090.33	1,649,410.73	-	2,302.67
202405	133,303.46	1,604,127.75	133,303.46	1,606,304.33	-	2,176.58
202406	121,658.67	1,535,382.29	121,658.67	1,535,163.10	-	-219.19
202407	119,905.00	1,578,127.84	119,905.00	1,561,278.83	-	-16,849.01
202408	124,948.28	1,587,611.77	124,948.28	1,570,441.62	-	-17,170.15
202409	121,813.05	1,564,158.85	121,813.05	1,546,381.17	-	-17,777.68
202410	128,973.43	1,607,029.05	128,973.43	1,588,124.52	-	-18,904.53
202411	135,638.16	1,611,062.07	135,638.16	1,611,062.07	-	-
202412	136,328.32	1,629,905.04	5,398.71	193,888.70	-130,929.61	-1,436,016.34
<b>TOTAL</b>	<b>1,633,726.03</b>	<b>19,348,506.61</b>	<b>1,502,796.42</b>	<b>17,854,487.63</b>	<b>-130,929.61</b>	<b>-1,494,018.98</b>

(\*) Reporte de ISA Perú SILIPEST

(\*\*) Hoja “Transferencias”, archivo “AnexoDiferenciasMontosDeTransferencia(PPLiq15).xlsx”

En ese sentido, ISA PERÚ solicita a Osinerghmin que los cálculos de liquidación anual deban ser realizados considerando la facturación real y reportada por cada Titular de Transmisión conforme su facturación en la plataforma SILIPEST. Asegurando que los cálculos de los SalDOS y la liquidación anual se realicen sobre la base de información real y verificada, evitando distorsiones que afecten la correcta remuneración de los titulares.

### Análisis de Osinerghmin

Sobre el particular, esta opinión está relacionada a los archivos publicados en el proceso de Liquidación Anual SST y SCT, donde la empresa ISA PERÚ ha presentado una opinión similar, la cual será analizada en dicho proceso.

## 6. DIFERENCIA ENTRE ARCHIVOS DEL PROCESO DE LIQUIDACIÓN Y PEAJES

ISA PERÚ señala haber identificado diferencias entre los montos considerados en el archivo Anexo Diferencias “AnexoDiferenciasMontosDeTransferencia (PPLiq15)” y los montos de Peajes

Facturados de la hoja "LiquidaciónSCT", archivo "AMPLIACION No 3\_ISA\_2025 PP" de la carpeta "Isa y Redesur BOOT", observando diferencias en todos los meses de 2024.

Al respecto, ISA PERÚ solicita a Osinerghmin revisar y corregir estos datos considerando la facturación real y reportada por ISA Perú en la plataforma SILIPEST.

Tabla 4. Cuadro comparativo de diferencias entre archivos

AD / Periodo	[A]	[B]	[C]=[A]-[B]
	Valor Facturado / Archivo Anexo Diferencias (S/.) (*)	Peaje Facturado (Total) / Archivo Liquidación Ampliación 3 (S/.) (**)	Diferencia (S/.)
	15	15	15
202401	1,660,760.68	1,663,390.73	- 2,630.05
202402	1,647,157.55	1,649,141.29	- 1,983.74
202403	1,684,514.33	1,686,666.96	- 2,152.63
202404	1,649,410.73	1,650,527.24	-1,116.51
202405	1,606,304.33	1,606,567.45	- 263.12
202406	1,535,163.10	1,537,663.69	-2,500.59
202407	1,561,278.83	1,580,765.71	- 19,486.88
202408	1,570,441.62	1,590,373.82	-19,932.20
202409	1,546,381.17	1,567,274.87	- 20,893.70
202410	1,588,124.52	1,610,806.17	- 22,681.65
202411	1,611,062.07	1,611,158.15	-96.08
202412	193,888.70	1,630,188.57	- 1,436,299.87
<b>TOTAL</b>	<b>17,854,487.63</b>	<b>19,384,524.65</b>	<b>- 1,530,037.02</b>

(\*) Hoja "Transferencias", archivo "AnexoDiferenciasMontosDeTransferencia(PPLiq15)"

(\*\*) Hoja "LiquidaciónSCT", archivo "AMPLIACION No 3\_ISA\_2025 PP", carpeta "Isa y Redesur BOOT"

### Análisis de Osinerghmin

Al respecto, debido a que la prepublicación del proceso de fijación de peajes y compensaciones de los SST y SCT (Resolución N° 025-2025-OS/CD publicada el 28/02/2025) y la Preliquidación Anual de los ingresos por SST y SCT (Resolución N° 030-2025-OS/CD publicada el 13/03/2025) se emitieron en momentos diferentes, existió información que no pudo considerarse en el primero de los procesos. No obstante, para la etapa de publicación ambos procesos deben considerar la misma información de manera uniforme. No obstante, como se indicado en el análisis del numeral siguiente, Osinerghmin utiliza la mejor información disponible que reportan los Suministradores y Titulares, y que se contrasta con los reportes de otras fuentes de información que dispone el Regulador, no siendo necesariamente la información que reporta el Titular en el SILIPEST.

### Conclusión

Por las razones explicadas en el análisis anterior, se acoge parcialmente esta opinión.

## 7. FACTOR DE ACTUALIZACIÓN DE AMPLIACIÓN N° 3 Y EX ETENORTE

ISA PERÚ opina que, con relación al IPP que se debe utilizar en el Contrato de Concesión para la Ampliación N° 3 de ISA PERÚ, debe ser el último índice publicado. De igual forma para las instalaciones SST de ISA PERÚ – Ex Etenorte se deben emplear los últimos datos macroeconómicos disponibles a la fecha de actualización. Estos datos deben ser los últimos vigentes o disponibles hasta el cierre de la etapa administrativa del proceso de regulación.

En relación con lo anterior, ISA PERÚ solicita tomar en cuenta esta precisión cuando se emita la resolución definitiva respecto a la actualización de los peajes del SCT y SST del periodo 2025 – 2029.

**Análisis de Osinerghmin**

Al respecto, de acuerdo a los literales d) de los numerales 5.2 y 5.3 del Procedimiento de Liquidación SST y SCT, el valor del Índice WPSFD4131 a utilizarse en cada revisión del Componente de Inversión y el COyM, es definido en el propio contrato y corresponde al último dato de la serie publicado como definitivo y/o preliminar, disponible en la fecha en que se efectúa la regulación de las tarifas de transmisión.

En el caso de los Contratos BOOT de ISA PERÚ corresponde utilizar al último dato de la serie publicado como definitivo, mientras que para la Adenda 3 corresponde el último valor preliminar, disponible en la fecha en que se efectúa la regulación de las tarifas de transmisión.

Por su parte, en el caso de ISA PERÚ (Ex Etenorte) se considerará los índices de actualización según la NORMA TARIFAS.

**Conclusión**

Por las razones explicadas en el análisis anterior, se acoge esta opinión.

**8. DISCREPANCIAS EN LOS VALORES DE ENERGÍA EMPLEADOS**

ISA PERÚ indica haber identificado diferencias en los valores de energía empleados en la Liquidación Anual SST SCT y los considerados en la regulación de Peajes y Compensaciones:

- Liquidación Anual SST SCT (mayo 2025, AD 15): 4 601 223 MWh
- Regulación Peajes y Compensaciones (mayo 2025, AD 15): 4 522 868,26 MWh
- Diferencia: 78 354,34 MWh

Tabla 5. Diferentes valores de energía para un mismo periodo

Regulación de la Liquidación Anual SST SCT											Regulación Peajes y Compensaciones																																																																																																																																																																																																																																																																																																																														
Energía proyectada para mayo 2025:											Energía proyectada para mayo 2025:																																																																																																																																																																																																																																																																																																																														
<table border="1"> <tr><th colspan="2"></th><th colspan="2">may-25</th></tr> <tr><td>L</td><td></td><td colspan="2">2,778,817</td></tr> <tr><td>R</td><td></td><td colspan="2">1,822,406</td></tr> <tr><td><b>Total AD15:</b></td><td></td><td colspan="2"><b>4,601,223</b></td></tr> </table>													may-25		L		2,778,817		R		1,822,406		<b>Total AD15:</b>		<b>4,601,223</b>		<table border="1"> <tr><th colspan="2"></th><th colspan="2">may-25</th></tr> <tr><td>DMAT A</td><td></td><td colspan="2">1,100,635.47</td></tr> <tr><td>DMAT B</td><td></td><td colspan="2">297,891.51</td></tr> <tr><td>DAT A</td><td></td><td colspan="2">97,744.20</td></tr> <tr><td>DAT B</td><td></td><td colspan="2">159,143.83</td></tr> <tr><td>DMT</td><td></td><td colspan="2">2,867,453.26</td></tr> <tr><td><b>Total AD15:</b></td><td></td><td colspan="2"><b>4,522,868.26</b></td></tr> </table>													may-25		DMAT A		1,100,635.47		DMAT B		297,891.51		DAT A		97,744.20		DAT B		159,143.83		DMT		2,867,453.26		<b>Total AD15:</b>		<b>4,522,868.26</b>																																																																																																																																																																																																																																																																									
		may-25																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																							
L		2,778,817																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																							
R		1,822,406																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																							
<b>Total AD15:</b>		<b>4,601,223</b>																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																							
		may-25																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																							
DMAT A		1,100,635.47																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																							
DMAT B		297,891.51																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																							
DAT A		97,744.20																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																							
DAT B		159,143.83																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																							
DMT		2,867,453.26																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																							
<b>Total AD15:</b>		<b>4,522,868.26</b>																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																							
<table border="1"> <tr><th colspan="11">PROYECCION 2025</th></tr> <tr><th>Area</th><th>NT</th><th>ene-25</th><th>feb-25</th><th>mar-25</th><th>abr-25</th><th>may-25</th><th>jun-25</th><th>jul-25</th><th>ago-25</th><th></th></tr> <tr><td>13</td><td>MAT</td><td>1,996</td><td>1,705</td><td>1,773</td><td>1,776</td><td>1,856</td><td>1,751</td><td>1,778</td><td></td><td></td></tr> <tr><td>13</td><td>AT</td><td>4,206</td><td>3,465</td><td>3,564</td><td>3,743</td><td>3,600</td><td>3,499</td><td>3,684</td><td></td><td></td></tr> <tr><td>13</td><td>MT</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td></td><td></td></tr> <tr><td>14</td><td>MAT</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td></td><td></td></tr> <tr><td>14</td><td>AT</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td>-</td><td></td><td></td></tr> <tr><td>14</td><td>MT</td><td>5,978</td><td>5,554</td><td>5,515</td><td>5,389</td><td>5,300</td><td>5,396</td><td>6,073</td><td></td><td></td></tr> <tr><td>15</td><td>MAT</td><td>1,537,469</td><td>1,479,262</td><td>1,563,787</td><td>1,535,645</td><td>1,593,003</td><td>1,561,900</td><td>1,651,015</td><td>1,717,119</td><td>1,747,719</td></tr> <tr><td>15</td><td>AT</td><td>255,916</td><td>232,160</td><td>256,808</td><td>241,653</td><td>242,965</td><td>235,332</td><td>256,651</td><td>266,651</td><td>266,651</td></tr> <tr><td>15</td><td>MT</td><td>940,670</td><td>922,203</td><td>941,081</td><td>939,546</td><td>942,759</td><td>880,310</td><td>886,712</td><td></td><td></td></tr> </table>											PROYECCION 2025											Area	NT	ene-25	feb-25	mar-25	abr-25	may-25	jun-25	jul-25	ago-25		13	MAT	1,996	1,705	1,773	1,776	1,856	1,751	1,778			13	AT	4,206	3,465	3,564	3,743	3,600	3,499	3,684			13	MT	-	-	-	-	-	-	-			14	MAT	-	-	-	-	-	-	-			14	AT	-	-	-	-	-	-	-			14	MT	5,978	5,554	5,515	5,389	5,300	5,396	6,073			15	MAT	1,537,469	1,479,262	1,563,787	1,535,645	1,593,003	1,561,900	1,651,015	1,717,119	1,747,719	15	AT	255,916	232,160	256,808	241,653	242,965	235,332	256,651	266,651	266,651	15	MT	940,670	922,203	941,081	939,546	942,759	880,310	886,712			<table border="1"> <tr><th colspan="11">DEMANDA MENSUAL DE ENERGIA AÑO: ( 2025 )</th></tr> <tr><th colspan="11">OSINERGHMIN</th></tr> <tr><th colspan="11">ÁREA DE DEMANDA: S5</th></tr> <tr><th colspan="11">SISTEMA ELÉCTRICO</th></tr> <tr><th colspan="11">Energía</th></tr> <tr><th colspan="11">Ene</th></tr> <tr><th colspan="11">Feb</th></tr> <tr><th colspan="11">Mar</th></tr> <tr><th colspan="11">Abr</th></tr> <tr><th colspan="11">May</th></tr> <tr><th colspan="11">Jun</th></tr> <tr><td>TOTAL ÁREA S5</td><td></td><td>1,092,872</td><td>1,004,671</td><td>1,063,793</td><td>1,031,156</td><td>1,100,635</td><td>1,127,937</td><td></td><td></td><td></td></tr> <tr><td>DMAT A</td><td></td><td>295,818</td><td>271,918</td><td>287,020</td><td>279,097</td><td>297,892</td><td>295,297</td><td></td><td></td><td></td></tr> <tr><td>DMAT B</td><td></td><td>95,382</td><td>81,165</td><td>86,788</td><td>89,813</td><td>92,744</td><td>100,292</td><td></td><td></td><td></td></tr> <tr><td>DAT A</td><td></td><td>155,246</td><td>146,424</td><td>150,643</td><td>146,424</td><td>155,141</td><td>163,432</td><td></td><td></td><td></td></tr> <tr><td>DAT B</td><td></td><td>3,512,456</td><td>3,067,623</td><td>3,105,694</td><td>2,957,981</td><td>3,209,451</td><td>2,797,712</td><td></td><td></td><td></td></tr> <tr><td>DMT</td><td></td><td>4,553,855</td><td>4,323,998</td><td>4,596,428</td><td>4,464,340</td><td>4,522,868</td><td>4,494,886</td><td></td><td></td><td></td></tr> </table>											DEMANDA MENSUAL DE ENERGIA AÑO: ( 2025 )											OSINERGHMIN											ÁREA DE DEMANDA: S5											SISTEMA ELÉCTRICO											Energía											Ene											Feb											Mar											Abr											May											Jun											TOTAL ÁREA S5		1,092,872	1,004,671	1,063,793	1,031,156	1,100,635	1,127,937				DMAT A		295,818	271,918	287,020	279,097	297,892	295,297				DMAT B		95,382	81,165	86,788	89,813	92,744	100,292				DAT A		155,246	146,424	150,643	146,424	155,141	163,432				DAT B		3,512,456	3,067,623	3,105,694	2,957,981	3,209,451	2,797,712				DMT		4,553,855	4,323,998	4,596,428	4,464,340	4,522,868	4,494,886			
PROYECCION 2025																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																									
Area	NT	ene-25	feb-25	mar-25	abr-25	may-25	jun-25	jul-25	ago-25																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																
13	MAT	1,996	1,705	1,773	1,776	1,856	1,751	1,778																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																	
13	AT	4,206	3,465	3,564	3,743	3,600	3,499	3,684																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																	
13	MT	-	-	-	-	-	-	-																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																	
14	MAT	-	-	-	-	-	-	-																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																	
14	AT	-	-	-	-	-	-	-																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																	
14	MT	5,978	5,554	5,515	5,389	5,300	5,396	6,073																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																	
15	MAT	1,537,469	1,479,262	1,563,787	1,535,645	1,593,003	1,561,900	1,651,015	1,717,119	1,747,719																																																																																																																																																																																																																																																																																																																															
15	AT	255,916	232,160	256,808	241,653	242,965	235,332	256,651	266,651	266,651																																																																																																																																																																																																																																																																																																																															
15	MT	940,670	922,203	941,081	939,546	942,759	880,310	886,712																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																	
DEMANDA MENSUAL DE ENERGIA AÑO: ( 2025 )																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																									
OSINERGHMIN																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																									
ÁREA DE DEMANDA: S5																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																									
SISTEMA ELÉCTRICO																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																									
Energía																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																									
Ene																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																									
Feb																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																									
Mar																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																									
Abr																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																									
May																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																									
Jun																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																									
TOTAL ÁREA S5		1,092,872	1,004,671	1,063,793	1,031,156	1,100,635	1,127,937																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																		
DMAT A		295,818	271,918	287,020	279,097	297,892	295,297																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																		
DMAT B		95,382	81,165	86,788	89,813	92,744	100,292																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																		
DAT A		155,246	146,424	150,643	146,424	155,141	163,432																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																		
DAT B		3,512,456	3,067,623	3,105,694	2,957,981	3,209,451	2,797,712																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																		
DMT		4,553,855	4,323,998	4,596,428	4,464,340	4,522,868	4,494,886																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																		
Fuente: Archivo "Liquidacion2025.xlsx", hojas "DReg" y "DLib"											Fuente: Archivo "05-Tarifas-Rev_2025_2029_15.xlsx", hoja "F-503"																																																																																																																																																																																																																																																																																																																														

Dado que estas diferencias pueden afectar la correcta determinación de las liquidaciones y la equidad en la aplicación de las tarifas, solicitamos que Osinerghmin realice las siguientes acciones:

1. Verificación y conciliación de los valores utilizados en cada regulación, asegurando la consistencia entre los archivos de cálculo.

2. Transparencia en la documentación, especificando las fuentes exactas de los datos en los informes y archivos empleados en cada regulación.
3. Corrección de discrepancias, en caso de confirmarse errores o inconsistencias en los valores aplicados.

### **Análisis de Osinerghmin**

Al respecto, debido a que la prepublicación del proceso de fijación de peajes y compensaciones de los SST y SCT (Resolución N° 025-2025-OS/CD publicada el 28/02/2025) y la Preliquidación Anual de los ingresos por SST y SCT (Resolución N° 030-2025-OS/CD publicada el 13/03/2025) se emitieron en momentos diferentes, existió información que no pudo considerarse en el primero de los procesos. No obstante, para la etapa de publicación ambos procesos deben considerar la misma información de manera uniforme.

### **Conclusión**

Por las razones explicadas en el análisis anterior, se acoge esta opinión.

## **9. VALIDACIÓN DE IMPACTO EN TARIFAS DE LAS EMPRESAS DE TRANSMISIÓN POR RECÁLCULOS DEL CASO ANTAMINA Y ACLARACIÓN**

ISA PERÚ opina que, de acuerdo con lo señalado en regulaciones previas, en las liquidaciones anuales Osinerghmin aplicó el descuento correspondiente al Caso Antamina a los titulares de transmisión. En ese sentido, como resultado del Laudo Arbitral relacionado con este caso, no corresponde efectuar recálculos a las empresas suministradoras ni realizar devoluciones sobre los ingresos o liquidaciones anuales previamente determinadas.

Sin embargo, algunos suministradores implicados en el caso Antamina, han solicitado recálculos por los periodos 2022 y 2023. Ante ello, es necesario aclarar que a los titulares de transmisión no les corresponde realizar dicha devolución.

Por lo tanto, ISA PERÚ solicita que Osinerghmin verifique que no se generen vulneraciones ni perjuicios en las tarifas de las empresas de transmisión como consecuencia de eventuales recálculos del Caso Antamina. Asimismo, se requiere que se establezca un mecanismo claro para efectuar la devolución a los suministradores involucrados sin afectar la remuneración de los transmisores.

Finalmente, ISA PERÚ solicita que Osinerghmin emita una aclaración dirigida a los suministradores que solicitan recálculos, a fin de precisar que la devolución no corresponde a los titulares de transmisión, sino que establecerá un mecanismo específico para este caso.

### **Análisis de Osinerghmin**

Se debe señalar que, los recálculos por el Caso Antamina por los años 2022 y 2023, se realizan en el proceso de Liquidaciones SST y SCT, sin embargo, los montos cobrados en exceso del año 2024 deberán ser corregidos mediante notas contables, por lo que no se tomará en cuenta los montos facturados en exceso ni en el cálculo del IMF ni en el anexo de transferencias.

### **Conclusión**

Por las razones explicadas en el análisis anterior, se acoge esta opinión, en tanto se están efectuando precisiones que se desarrollan en el Informe N° 220-2025-GRT que sustenta la Liquidación Anual SST y SCT.

**10. DESCUENTO EN LIQUIDACIÓN POR CASO ANTAMINA**

ISA PERÚ indica que, en el archivo de liquidación de Ampliación 3 de ISA Perú "AMPLIACION No 3\_ISA\_2025 PP" se está aplicando un descuento indebido de USD 95 016,28 en la liquidación asociado al caso Antamina (celda R101 de la Fig. 3). Añade que, este valor no se encuentra debidamente formulado, por lo que no se puede rastrear ni validar su fuente.

Asimismo, ISA PERÚ refiere que para el periodo 2024 ya se realizaron los respectivos recálculos a los agentes involucrados, por lo que no corresponde aplicar ningún descuento adicional en la liquidación. Además, conforme lo mencionado anteriormente, en regulaciones previas 2022 y 2023, en las liquidaciones anuales Osinerghmin ya aplicó el descuento correspondiente al Caso Antamina a los titulares de transmisión, por lo que no corresponde aplicar un descuento adicional.

En relación con lo mencionado, ISA PERÚ solicita retirar este descuento y corregir la liquidación.

Figura 3. "AMPLIACION No 3\_ISA\_2025 PP"

**Análisis de Osinerghmin**

Al respecto, se debe señalar que, en los archivos de liquidaciones de los años 2022 y 2023 (Archivos "AMPLIACION No 3\_ISA\_2023\_RR.xls" y "AMPLIACION No 3\_ISA\_2024 RR.xls"), si bien se aplicó un monto negativo para el cálculo del peaje, debido a que existía un cobro en exceso asociados al suministro eléctrico de Antamina, este descuento no se realizó en el CMA, debido a que no se había definido la forma de devolución de los montos pagados en exceso. No obstante, de acuerdo a lo desarrollado en el Informe N° 220-2025-GRT que sustenta la Liquidación Anual SST y SCT, el monto pagado en exceso se devolverá directamente a Antamina por los usuarios.

En ese sentido, corresponde definir cómo se saldará las diferencias con las empresas transmisoras, específicamente para el caso de las empresas con Contratos SCT para los cuáles no se determina un cargo unitario. Al respecto, como se puede observar en los archivos de las liquidaciones, el monto que señala ISA PERÚ se encuentra en la hoja "Para\_Recalculado" y no en la hoja "LiquidaciónSCT"; asimismo, la recuperación del CMA incluido los ajustes por liquidaciones de REDESUR se observan en la hoja "CMA", columna K, donde solo se consideran los saldos actualizados de la diferencia entre los ingresos que correspondió facturar y los esperados, y no se consideró en ningún momento los montos asociados al caso Antamina. En ese sentido, en las Liquidaciones Anuales del año 2022 y 2023 se descontó el monto asociado al caso Antamina solo para efectos de recaudación y no como descuento en el CMA.

Por lo expuesto, para que no se interprete como una doble afectación, los montos descontados en las liquidaciones de los años 2022 y 2023 en la hoja "Para\_Recalculado" (para recaudación) se devuelven en la misma hoja para el cálculo del peaje del periodo siguiente (para recaudación). No obstante, dicho monto fue cobrado por los Titulares, por lo que corresponde efectuar directamente el descuento al CMA, en tanto los titulares no efectuarán ninguna devolución directa a Antamina.

En ese sentido, no se elimina de la hoja de cálculo el ajuste por el cliente libre Antamina, toda vez, que las facturaciones realizadas en los años 2022 y 2023 se realizaron con la demanda declarada por los suministradores e incluyen la demanda en exceso que se declaraba por los Suministradores del cliente Antamina; sin embargo, el monto descontado en las liquidaciones de esos años se devuelve en la hoja "Para\_Recalculado".

### **Conclusión**

Por las razones explicadas en el análisis anterior, se acoge parcialmente esta opinión.

## **11. SOLICITUD DE LIQUIDACIÓN Y DETERMINACIÓN DE SALDOS DIFERENCIAS CON BASE EN LA FACTURACIÓN REAL DE LOS TITULARES**

ISA PERÚ solicita que Osinerghmin realice el cálculo de la liquidación anual y la determinación de los Saldos Diferencias utilizando exclusivamente la información de facturación real emitida por los titulares de transmisión. Esto debido a que dichos titulares no tienen control ni acceso a los valores de energía de ventas de los suministradores, lo que genera discrepancias en la determinación de los Saldos Diferencias, ocasionando problemas de impago y reclamaciones entre los agentes involucrados.

### **Análisis de Osinerghmin**

Al respecto, el PROCEDIMIENTO DE LIQUIDACIÓN establece que los saldos de liquidación se determinan como la diferencia entre el Ingreso Esperado Anual (IEA) y el Ingreso Anual que correspondió Facturar (IAF). Asimismo, establece que el IAF es calculado por Osinerghmin considerando el producto del Peaje y la Demanda Registrada reportadas mensualmente por los Suministradores y/o Titulares.

Por otra parte, el Anexo de diferencias por montos de transferencias, del Informe 220-2025-GRT, determina las diferencias entre lo calculado como IMF y lo efectivamente Facturado por los Titulares, de tal forma que se salden las diferencias debidas a errores de emisión por parte de los agentes, facturaciones incorrectas o incompletas, a diferencias entre lo reportado por las empresas Suministradoras al Osinerghmin, las ventas reportadas a los Titulares para efectos de facturación de las transferencias por peajes SST y SCT, así como aquellos montos que no fueron transferidos a los Titulares en cumplimiento del PROCEDIMIENTO DE LIQUIDACIÓN.

### **Conclusión**

Por las razones explicadas en el análisis anterior, no se acoge esta opinión.

## **12. SOLICITUD DE FISCALIZACIÓN EFECTIVA SOBRE LOS INCUMPLIMIENTOS DE PAGO DE LOS RETIROS NO DECLARADOS (RND) Y EXCLUSIÓN DE ESTOS EN LA LIQUIDACIÓN ANUAL EN CASO DE PERSISTIR LA MOROSIDAD**

ISA PERÚ señala que varios suministradores han incumplido el pago de los montos asignados por Retiros No Declarados (RND) en favor de los titulares de transmisión, a pesar de que estos han realizado todas las gestiones comerciales correspondientes para su cobranza, incluidas

comunicaciones formales y reiteraciones de pago. No obstante, dichos suministradores continúan adeudando los montos asignados, evidenciando un comportamiento sistemático de incumplimiento y desacato de las resoluciones tarifarias.

A la fecha, la deuda total pendiente con el Grupo ISA, conformado por Red de Energía del Perú S.A. (REP), Consorcio Transmantaro S.A. (CTM) e ISA Perú, asciende a S/ 245 571,81 (sin incluir IGV), correspondiente a los conceptos de RND y Saldos Diferencias mencionados anteriormente. Los montos adeudados y las facturas pendientes de pago se detallan en los Anexos 1 y 2.

*Tabla 6. Incumplimientos de obligaciones de la Resoluciones Tarifarias: incumplimiento de pago por Saldos Diferencias y Retiros No Declarados*

Concepto	REP	CTM	ISAP	Total (S/)
RND	76,134.08	132,049.12	8,960.78	217,143.98
SD	23,731.52	536.18	4,340.13	28,607.83
<b>Total (S/)</b>	<b>99,865.60</b>	<b>132,585.30</b>	<b>13,300.91</b>	<b>245,751.81</b>

En ese contexto, ISA PERÚ indica la necesidad de que Osinerghmin implemente una fiscalización efectiva y aplique las sanciones correspondientes a las empresas deudoras que persisten en estas conductas inapropiadas.

Dada la gravedad de la situación y la urgencia de garantizar el cumplimiento de las normativas vigentes, ISA PERÚ solicita la adopción de medidas inmediatas para asegurar el pago de las obligaciones pendientes. En caso contrario, ISA PERÚ señala que los Retiros No Declarados (RND) no sean asignados a los titulares de transmisión, toda vez que la administración no está garantizando el cumplimiento de las obligaciones establecidas en las resoluciones tarifarias.

### **Análisis de Osinerghmin**

Acercas de lo expresado por ISA PERÚ en relación con los incumplimientos de pago de los montos derivados de RND y Saldos Diferencias. Osinerghmin reafirma que los valores establecidos en el marco del procedimiento de liquidación son de cumplimiento obligatorio y deben ser transferidos en los plazos y condiciones establecidos, conforme a lo dispuesto en las resoluciones tarifarias.

No es finalidad del proceso de fijación de peajes y compensaciones, el establecer mecanismos de supervisión o fiscalización. Las empresas cuentan con los instrumentos que el ordenamiento jurídico le autoriza para ejercer sus derechos, denunciando y dando seguimiento sobre los incumplimientos al órgano supervisor dentro de Osinerghmin. A su vez, pueden acudir a otras instancias de solución con la finalidad de hacer efectivos los pagos a los que tiene derecho.

El análisis de este comentario es complementado con el informe legal que acompaña al presente informe.

### **Conclusión**

Por las razones explicadas en el análisis anterior, no se acoge esta opinión.

### 13. SOBRE LOS FACTORES DE ACTUALIZACIÓN A SER ACTIVADOS POSTERIOR A LA ENTRADA EN VIGOR DE LAS TARIFAS DE PEAJES Y COMPENSACIONES 2025-2029

ISA PERÚ opina que, como parte de la regulación de tarifas, se determinan los factores base (TC<sub>o</sub>, PA<sub>o</sub>, entre otros) para realizar la actualización de las tarifas según las variaciones de dichos componentes. Sin embargo, en la práctica Osinerghmin ha indicado que dichas compensaciones no son afectas a actualizaciones, lo cual es incorrecto.

Se debe indicar que como se argumentó anteriormente el “derecho” de los SST y SCT está determinado en dólares americanos (USD), tal como lo establece la Resolución N° 056-2020-OS/CD y a dichas instalaciones si le son aplicables la actualización de sus tarifas por variaciones de TC y otros factores, es decir que los Peajes SST Osinerghmin aplica correctamente las fórmulas de actualización correspondiente, lo que no sucede para las compensaciones del SST de generación.

En ese sentido, como ejemplo, al tener una misma instalación un % de asignación a la demanda y otro % de asignación a la generación, es natural que dichas tarifas (peajes y compensaciones) sean “actualizadas” durante la vigencia del periodo regulatorio debido a cambios en los factores de actualización (TC, Cu, AL, IPM), dado que nacen de la misma naturaleza e inclusive pertenecen a la misma instalación.

El no realizar la activación de factores de actualización en las compensaciones de generación, significa que, para una misma instalación, por un lado, si se aplica la respectiva Fórmula de Actualización, y por otro no, lo cual perjudica en la recuperación de las inversiones en su integridad.

En ese sentido, ISA PERÚ manifiesta que se precise en la resolución que la actualización de tarifas debe realizarse tanto para: SST/SCT demanda, SST generación o SST G/D, es decir aplicable para todos los conceptos relacionados a Peajes y Compensaciones, sin discriminación alguna.

#### **Análisis de Osinerghmin**

En principio, debemos señalar que, los valores de CMA que se fijaron en las regulaciones del año 2009, 2013, 2017 y 2021, corresponden ser actualizados en la presente fijación tarifaria mediante sus correspondientes fórmulas de actualización, todo esto acorde al numeral II) del literal d) del artículo 139 del RLCE.

Por otro lado, en el artículo 27 de la NORMA TARIFAS, y en concordancia con lo establecido en el numeral I) del literal a) del artículo 139 del RLCE, establece la expresión mediante la cual se calculan las Compensaciones Mensuales (CM) asignadas a la generación.

En consecuencia, los valores de CM que resultan de aplicar al CMA la fórmula de pagos uniformes para un periodo de 12 meses, cumplen con todas las disposiciones legales y normativas vigentes, por lo que no corresponde aplicar ninguna fórmula de actualización mensual.

#### **Conclusión**

Por las razones explicadas en el análisis anterior, no se acoge esta opinión.

**14. CONTRATO BOOT SST DE ISA PERÚ**

ISA PERÚ indica que Osinerghmin aún no ha actualizado la información de facturación correspondiente a Peaje e Ingreso Tarifario, así como los datos de energía para los periodos 202412 al 202502.

Por lo tanto, solicita a Osinerghmin que proceda con la actualización de la información de facturación y energía de los periodos mencionados, asegurando que los valores reflejen correctamente los datos reportados en SILIPEST y garantizando así la correcta liquidación de ingresos.

Figura 4. SST BOOT de ISA PERÚ

INGRESOS MENSUALES												
Nro	Año	Código	Tipo de Sistema	Período	Tipo de Cambio \$/US\$	Peaje por Conexión	Ingreso Tarifario	Total \$/.	Total US\$	Valor Presente a Febrero	Demanda Aplicada	
253	1	2023	2023/1	SSTD	2023-03	3.784	525,918.52	71,007.78	596,926.30	157,750.08	175,019.37	30,384.11
254	2	2023	2023/2	SSTD	2023-04	3.659	487,879.40	69,532.09	557,411.49	152,339.84	167,428.17	29,651.11
255	3	2023	2023/3	SSTD	2023-05	3.652	498,238.56	76,478.99	574,717.55	157,370.63	171,331.50	31,938.37
256	4	2023	2023/4	SSTD	2023-06	3.567	462,662.79	70,962.43	533,625.22	149,600.57	161,341.19	29,657.87
257	5	2023	2023/5	SSTD	2023-07	3.703	499,918.14	76,461.49	576,379.63	155,652.07	166,289.73	32,046.03
258	6	2023	2023/6	SSTD	2023-08	3.712	532,589.26	81,731.72	614,320.98	165,495.95	175,144.45	34,140.34
259	7	2023	2023/7	SSTD	2023-09	3.850	507,939.41	78,048.93	585,988.34	152,204.76	159,564.31	32,560.22
260	8	2023	2023/8	SSTD	2023-10	3.777	563,206.50	86,779.94	649,986.44	172,090.66	178,715.95	35,829.66
261	9	2023	2023/9	SSTD	2023-11	3.772	527,445.14	81,332.05	608,777.19	161,393.74	166,031.77	33,529.96
262	10	2023	2023/10	SSTD	2023-12	3.696	524,899.55	80,505.08	605,404.63	163,799.95	166,923.23	33,365.09
263	11	2023	2023/11	SSTD	2024-01	3.877	531,359.21	81,967.41	613,326.62	158,196.19	159,697.28	33,775.00
264	12	2023	2023/12	SSTD	2024-02	3.677	494,158.83	76,317.19	570,476.02	155,147.14	155,147.14	31,411.00
265	1	2024	2024/1	SSTD	2024-03	3.707	528,058.42	81,082.83	609,141.25	164,321.89	182,310.61	33,565.88
266	2	2024	2024/2	SSTD	2024-04	3.728	534,881.83	82,593.68	617,475.51	165,631.84	182,036.66	33,999.81
267	3	2024	2024/3	SSTD	2024-05	3.778	480,638.26	82,416.55	563,054.81	149,113.56	162,341.91	32,658.58
268	4	2024	2024/4	SSTD	2024-06	3.740	475,590.58	81,167.98	556,758.56	148,885.93	160,548.89	32,315.73
269	5	2024	2024/5	SSTD	2024-07	3.744	490,519.18	83,971.92	574,491.10	153,443.14	163,929.83	33,330.11
270	6	2024	2024/6	SSTD	2024-08	3.771	526,600.94	90,087.93	616,688.87	163,534.57	173,068.72	35,781.81
271	7	2024	2024/7	SSTD	2024-09	3.763	540,773.41	92,759.44	633,532.85	168,358.45	176,499.07	36,744.81
272	8	2024	2024/8	SSTD	2024-10	3.805	563,460.90	96,580.63	660,041.53	173,466.89	180,145.16	38,286.40
273	9	2024	2024/9	SSTD	2024-11	3.737	507,018.81	86,908.43	593,927.24	158,931.56	163,498.83	34,451.23
274	10	2024	2024/10	SSTD	2024-12	3.778	507,018.81	86,908.43	593,927.24	157,206.79	160,204.35	34,451.23
275	11	2024	2024/11	SSTD	2025-01	3.778	507,018.81	86,908.43	593,927.24	157,206.79	158,698.49	34,451.23
276	12	2024	2024/12	SSTD	2025-02	3.778	507,018.81	86,908.43	593,927.24	157,206.79	157,206.79	34,451.23

**Análisis de Osinerghmin**

Al respecto, en la etapa de Preliquidación se contó con la información de facturación hasta noviembre de 2024, por lo que se consideró la información hasta dicho mes. No obstante, en la etapa de Liquidación se considerará la información según lo reportado por las empresas titulares.

**Conclusión**

Por las razones explicadas en el análisis anterior, se acoge esta opinión.

## A.24.Red de Energía del Perú S.A. (REP)

### 1. CORRECCIÓN DE LAS COMPENSACIONES DE ADICIONALES A LA RAG INCLUIDAS EN LAS COMPENSACIONES DE LA RAI DE REP

REP opina que, de acuerdo con lo establecido en el contrato ETECEN-ETESUR (Contrato de REP), las categorizadas como Adicionales a la RAG no forman parte de la Remuneración Anual (RA) a ser percibida por el concesionario. Por lo tanto, deben recibir un tratamiento diferenciado y no ser incluidas como parte de las compensaciones SST de la RAI de REP.

En la siguiente figura REP refiere que, dentro de las compensaciones determinadas para REP, se ha incluido a la instalación de “SST SE Paramonga Nueva” (resaltado en amarillo). No obstante, dicha instalación corresponde a los Adicionales a la RAG, por lo que no debe ser considerada dentro del total de las Compensaciones de la RAI de REP.

Figura 1. Compensaciones de REP con inclusión indebida de instalaciones Adicionales a la RAG

Empresa	sistema	Total
REP	GO REP	1,941,117
	Mantaro-Lima	12,010,283
	SST en la SE Santa Rosa	92,261
	SST en la SE Chiclayo Oeste	33,843
	SST en la SE Quencoro	20,075
	SST en la SE Ventanilla	24,534
	<b>SST en SE Paramonga Nueva</b>	<b>108,269</b>
	SST Linea Quencoro - Tintaya	727,996
	SST Torquepala - Aricota	151,316
	SST Azángaro - Juliaca - Puno	488,297
	SST REP en la SE Chimbote 1	293,508
	SST Zapallal-Paramonga Nueva-Chimbote 1	195,321
	SST Independencia (Adenda 5)	9,920
	SST Piura Oeste - Chiclayo Oeste (Adenda 6)	2,488
	SST asociado a la Adenda 7	475,376
	SST Chiclayo Oeste - Guadalupe - Trujillo Norte (Adenda 9)	272,509
	SST asociado a la Adenda 10	60,949
	SST asociado a la Adenda 11	5,525
	SST asociado a la Adenda 14	25,130
	SST asociado a la Adenda 15	106,885
	SST asociado a la Adenda 16	32,844
	SST Chica - San Juan	930,740
	SST asociado a la Adenda 13 - Celda de Línea a Talara SE Paríñas	4,522
	SST asociado a la Adenda 13 - Celda de Línea a Piura Oeste SE Paríñas	4,522
	SST asociado a la Adenda 13 - Enlace conexión hacia SE Paríñas	585
	SST asociado a la Adenda 13 - Repotenciación PIURA OESTE - TALARA	23,266
	SST asociado a la Adenda 13 - Celda de Acoplamiento 220 kV SE Paríñas	4,175
ANTAMINA	SST de Etenivivo	15,378

Fuente: archivo “F-500\_Compensaciones(PP).xlsm”

Por lo tanto, para la determinación de la RAI SST del contrato de REP, solicita que en los archivos de cálculo e informes, se identifique explícitamente que estas instalaciones pertenecen a los Adicionales a la RAG y, en consecuencia, se excluyan de la determinación de la RAI de REP, en cumplimiento de lo establecido en el contrato.

### Análisis de Osinergmin

Se precisa que el presente proceso determina las compensaciones conforme al marco regulatorio aplicable. En esa línea, las instalaciones a las que hace referencia REP ya se encuentran claramente identificadas en la hoja de cálculo de Compensaciones, por lo que no resulta necesario añadir referencias adicionales.

### Conclusión

Por las razones explicadas en el análisis anterior, no se acoge esta opinión.

### 2. SOBRE AMPLIACIÓN 21 DE REP

REP menciona que la Ampliación 21 (A21) de REP cuenta con puesta en operación comercial (POC) de fecha el 21 de marzo de 2025 a las 00:00 horas.

En el Anexo 4, se adjunta copia de la comunicación enviada a Osinergrmin, así como el Acta de POC correspondiente.

### Análisis de Osinergrmin

Al respecto, mediante el Oficio N° 0619-2025-MINEM/DGE, el MINEM remitió el Acta de Puesta en Operación Comercial de la Ampliación 21, correspondiente al proyecto "Tercer circuito Chilca – Independencia 220 kV y ampliación de subestaciones asociadas", con fecha de inicio el 21 de marzo de 2025.

Por lo tanto, corresponde considerar dicha instalación en el presente proceso.

### Conclusión

Por las razones explicadas en el análisis anterior, se acoge esta opinión.

## 3. SOBRE LA ACTUALIZACIÓN DE LOS CMA

REP señala que, de la revisión de los archivos de cálculo, se ha identificado que Osinergrmin aplica factores no contemplados en la normativa para actualizar el CMA de instalaciones con entrada en operación posterior a 2009.

REP refiere que, se están incluyendo los factores "xTC<sub>o</sub> x 1/TC", lo que genera una transformación indebida del CMA original en USD a soles (mediante el tipo de cambio inicial TC<sub>o</sub>), para luego multiplicarlo por el Factor de Actualización (FA) y posteriormente volverlo a USD al dividirlo por tipo de cambio actual (TC) del periodo regulatorio 2025-2029. Este procedimiento altera el valor del derecho del CMA y no se encuentra establecido en la normativa vigente. (ver Figura 2).

Figura 2. Hoja "SCT" dónde se emplea de manera incorrecta el factor de actualización del CMA

ÁREA	Título	Año	Mes	Día	Nombre de Elemento	Código Elemento (Acta)	Inversión BASE	COyM BASE	Base [US\$]	ÁREA	% Demanda	% Generación	Inversión [US\$]	COyM [US\$]	CMA US\$
Área	Título	Año	Mes	Día	Nombre	CEA	Inv. B	COyM	CMA SST	ÁREA	Porcentaje	Porcentaje	Inv. A	COyM A	CMA A
15	REP	2013	7	12	Qeida de Acoplamiento Doble Barra	REP0005	563,159	16,318	64,989	15	100.00%	0.00%	526,326	15,527	80,867

Fuente: archivo "05-Tarifas-Rev\_2021\_2025\_15.xlsm" de la carpeta "02\_PEAJES"

Como se puede observar en la Figura 2, en los archivos de cálculo de la carpeta "02\_PEAJES" el valor de CMA actualizado es menor que el valor de CMA base, con lo cual mediante la actualización irregular que realiza Osinergrmin se estaría destruyendo valor. Se ejemplifica el caso analizado:

Ejemplo presentado por REP:

- CMA original (base): 84 989 USD
- CMA actualizado con la metodología de OSINERGRMIN: 80 867 USD
- Impacto: Reducción de -4 122 USD/año por el elemento analizado.

Esto implica que, contra intuitivamente, según Osinergrmin, conforme aumente el TC la empresa de transmisión, el derecho a percibir (CMA fijado en USD) debe ser menor.

Sobre lo expuesto, REP presenta los siguientes argumentos:

Sustento normativo

## 1. Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas (RLCE):

- El CMA se determina una sola vez al inicio de la operación, basado en la Base de Datos de Módulos Estándar (BDME) en USD.
- Debe actualizarse cada cuatro años según la normativa tarifaria.

## 2. NORMA TARIFAS:

- La fórmula de actualización (FA) establecida es:  $a * \frac{TC}{TC_0} + b * \frac{IPM}{IPM_0} + c * \frac{PAI}{PAI_0} + d * \frac{PCu}{PCu_0}$
- No contempla la inclusión de los factores "xTC<sub>0</sub>" ni "x1/TC", ni se indica que el CMA se transformado en S/ se les debe aplicar el FA.
- El derecho CMA base en USD determinado en la entrada en operación, el FA debe ser aplicado a este valor, sin aplicar factores exógenos, con lo cual se determina el CMA en USD para el periodo regulatorio 2025 - 2029.

Solicitud de corrección

- REP solicita el retiro de los factores "xTC<sub>0</sub>" y "x1/TC" de las hojas de cálculo de actualización del CMA para instalaciones posteriores a 2009, tanto en peajes como en compensaciones.
- La fórmula correcta debe ser:

$$CMA_{USD} = CMA_{USD_0} * FA$$

Donde:

- ✓  $CMA_{USD_0}$ : CMA base en USD fijado al inicio de la operación.
- ✓ FA: Factor de actualización según la Norma Tarifaria.
- ✓  $CMA_{USD}$ : CMA actualizado para el periodo regulatorio en estudio.

**Análisis de Osinerghmin**

Al respecto se debe señalar que si bien el CMA se calcula en dólares americanos (debido a que la BDME se encuentra en dólares americanos); sin embargo, se expresa en moneda nacional con el tipo de cambio correspondiente al último día hábil de marzo del año tarifario, todo esto acorde al numeral 24.5 y 24.6 de la NORMA TARIFAS.

Por lo tanto, la interpretación que realiza REP esta errada, dado que, Osinerghmin primero fija el CMA en soles; y a ese valor fijado recién aplica la fórmula de actualización que señala el artículo 28.2 y 28.3 de la Norma tarifas

$$CMA_{Soles} = CMA_{Dolares} * TC_0$$

$$CMA_{Actualizado-soles} = CMA_{Dolares} * TC_0 * FA = CMA_{Soles} * FA$$

Por lo tanto, la consideración del factor (TC<sub>0</sub>/TC<sub>f</sub>) en el archivo de cálculo, solo es por cuestionan de estructura del archivo, dado que, en el formato F-515 se está multiplicando por el valor de (TC<sub>f</sub>) quedando la formula final la mostrado anteriormente. Por lo tanto, la fórmula matemática es la siguiente:

$$CMA_{Actualizado-soles} = (CMA_{Dolares} * TC_0 * FA * \frac{1}{TC_f}) * TC_f$$

Cabe señalar que la fijación del CMA en soles se ha realizado en los distintos procesos regulatorios de Fijación de Peajes y Compensaciones publicados por Osinerghmin.

Por último, del ejemplo enviado por REP, correspondiente a una celda de acoplamiento en la SET Pomacocha, se debe indicar lo siguiente:

- El CMA origina (base) es S/ 216 808
- El CMA actualizado es S/ 298 718

Asimismo, no es correcto el argumento sobre una supuesta pérdida de valor del CMA del SST de REP, puesto que su pago viene realizándose a través de la Liquidación Anual de la RAG, sin que ello origine algún perjuicio para REP.

### **Conclusión**

Por las razones explicadas en el análisis anterior, no se acoge esta opinión.

#### **4. SOBRE ESTABLECER UN SOLO MÉTODO DE ACTUALIZACIÓN DE LOS CMA PARA LAS MISMAS INSTALACIONES**

REP opina que, en la revisión de los archivos de cálculo, identifica que OSINERGHMIN utiliza diferentes formas para actualizar los CMA de una misma instalación. Es decir, para el CMA actualizado de una misma instalación tiene diferentes valores en las hojas peajes y otro en las hojas de compensaciones.

Dado que REP tiene instalaciones en diferentes ámbitos y se realizan ampliaciones, se recomienda que la actualización se realice por ampliaciones, tanto para el cálculo de peajes como para el de compensaciones.

### **Análisis de Osinerghmin**

Al respecto, se verifica que, en los archivos de peajes y compensaciones, el CMA se actualiza conforme a los criterios establecidos en el numeral 28 de la NORMA TARIFAS, donde la fórmula de actualización se determina en base a los siguientes factores de participación en el CMA:

- Recursos provenientes del extranjero (moneda extranjera).
- Recursos de procedencia local (moneda nacional).
- Costos del aluminio.
- Costos del cobre.

Se verifica que, hasta las ampliaciones consideradas en la fijación de peajes y compensaciones 2017-2021, el factor de actualización se aplicaba de la siguiente manera:

- En la hoja de peajes, se calculaba por elemento.
- En el archivo de compensaciones, se realizaba por proyecto en conjunto.

Este criterio fue el establecido en regulaciones anteriores para las instalaciones asociadas a las Ampliaciones de REP, tanto para la determinación de peajes como para las compensaciones, por lo que no corresponde su modificación en la actualidad.

A partir de la fijación de peajes y compensaciones 2021-2025, el criterio se ajustó para que el factor de actualización se aplique por elemento, tanto en peajes como en compensaciones. Actualmente, este enfoque se mantiene y se utiliza, por ejemplo, en las instalaciones relacionadas con la Ampliación 21 en la presente fijación.

Por último, en caso de que existan diferencias entre lo recaudado por REP y lo que debe percibir según su Contrato de Concesión, estas serán compensadas en el proceso de liquidación respectivo.

### **Conclusión**

Por las razones explicadas en el análisis anterior, no se acoge esta opinión.

## **5. SOBRE LAS INSTALACIONES DE LOS ADICIONALES A LA RAG DEL AD6**

REP señala que, de acuerdo con las revisiones realizadas, las instalaciones de los Adicionales a la RAG del AD6 se encuentran determinadas en la hoja de cálculo "SCT" de los archivos de Excel para determinar los peajes. REP indica que, dichas instalaciones no corresponden a ser calificadas como SCT y por ende se solicita colocarse dentro de la hoja de cálculo "SST" y se tenga el mismo tratamiento que dichas instalaciones para la liquidación anual y cálculos de peajes y compensaciones.

### **Análisis de Osinerghmin**

Cabe señalar que, si bien las instalaciones de los Adicionales a la RAG del AD6 se encuentran en la hoja denominada "SCT", esto no implica que hayan sido calificadas como parte de dicho sistema de transmisión. Además, estas instalaciones fueron construidas antes de la vigencia de la Ley N° 28832, y su responsabilidad de pago también fue determinada antes de la entrada en vigor de dicha Ley.

Asimismo, es importante considerar que la determinación del CMA base, el porcentaje de asignación de responsabilidad de pago, los coeficientes e índices iniciales de la fórmula de actualización no son materia de revisión en el presente proceso regulatorio, ya que estos fueron definidos por única vez en procesos anteriores. Por lo tanto, no corresponde realizar un tratamiento diferente al que se ha aplicado en la prepublicación, como lo solicita REP.

En ese sentido, trasladar los valores remunerativos de estas instalaciones a la hoja denominada "SST" podría alterar innecesariamente el proceso de cálculo realizado en la prepublicación. Por ello, se considera mantenerlos en la hoja "SCT". No obstante, se incluirá una observación indicando que dichas instalaciones corresponden al SST.

### **Conclusión**

Por las razones explicadas en el análisis anterior, se acoge parcialmente esta opinión.

## **6. VALIDACIÓN DE IMPACTO EN TARIFAS DE LAS EMPRESAS DE TRANSMISIÓN POR RECÁLCULOS DEL CASO ANTAMINA Y ACLARACIÓN**

REP refiere que, de acuerdo con lo señalado en regulaciones previas, en las liquidaciones anuales Osinerghmin aplicó el descuento correspondiente al Caso Antamina a los titulares de transmisión. En ese sentido, como resultado del Laudo Arbitral relacionado con este caso, no

corresponde efectuar recálculos a las empresas suministradoras ni realizar devoluciones sobre los ingresos o liquidaciones anuales previamente determinadas.

Sin embargo, algunos suministradores implicados en el caso Antamina, han solicitado recálculos por los periodos 2022 y 2023. Ante ello, es necesario aclarar que a los titulares de transmisión no les corresponde realizar dicha devolución.

Por lo tanto, REP solicita que Osinerghmin verifique que no se generen vulneraciones ni perjuicios en las tarifas de las empresas de transmisión como consecuencia de eventuales recálculos del Caso Antamina. Asimismo, se requiere que se establezca un mecanismo claro para efectuar la devolución a los suministradores involucrados sin afectar la remuneración de los transmisores.

Finalmente, REP solicita que Osinerghmin emita una aclaración dirigida a los suministradores que solicitan recálculos, a fin de precisar que la devolución no corresponde a los titulares de transmisión, sino que establecerá un mecanismo específico para este caso.

### **Análisis de Osinerghmin**

Se debe señalar que, los recálculos por el Caso Antamina por los años 2022 y 2023, se realizan en el proceso de Liquidaciones SST y SCT, sin embargo, los montos cobrados en exceso del año 2024 deberán ser corregidos mediante notas contables, en el proceso de liquidaciones del año 2024, por lo que no se tomará en cuenta los montos facturados en exceso ni en el cálculo del IMF ni en el anexo de transferencias.

### **Conclusión**

Por las razones explicadas en el análisis anterior, se acoge esta opinión en tanto se están efectuando precisiones que se desarrollan en el Informe N° 220-2025-GRT que sustenta la Liquidación Anual SST y SCT.

## **7. SOLICITUD DE LIQUIDACIÓN Y DETERMINACIÓN DE SALDOS DIFERENCIAS CON BASE EN LA FACTURACIÓN REAL DE LOS TITULARES**

REP solicita que Osinerghmin realice el cálculo de la liquidación anual y la determinación de los Saldos Diferencias utilizando exclusivamente la información de facturación real emitida por los titulares de transmisión. Esto debido a que dichos titulares no tienen control ni acceso a los valores de energía de ventas de los suministradores, lo que genera discrepancias en la determinación de los Saldos Diferencias, ocasionando problemas de impago y reclamaciones entre los agentes involucrados.

### **Análisis de Osinerghmin**

Al respecto, el PROCEDIMIENTO DE LIQUIDACIÓN establece que los saldos de liquidación se determinan como la diferencia entre el Ingreso Esperado Anual (IEA) y el Ingreso Anual que correspondió Facturar (IAF). Asimismo, establece que el IAF es calculado por Osinerghmin considerando el producto del Peaje y la Demanda Registrada reportadas mensualmente por los Suministradores y/o Titulares.

Por otra parte, el Anexo de diferencias por montos de transferencias, del Informe N° 220-2025-GRT, determina las diferencias entre lo calculado como IMF y lo efectivamente Facturado por los Titulares, de tal forma que se salden las diferencias debidas a errores de emisión por parte de los agentes, facturaciones incorrectas o incompletas, a diferencias entre lo reportado por las empresas Suministradoras al Osinerghmin, las ventas reportadas a los Titulares para

efectos de facturación de las transferencias por peajes SST y SCT, así como aquellos montos que no fueron transferidos a los Titulares en cumplimiento del PROCEDIMIENTO DE LIQUIDACIÓN.

### Conclusión

Por las razones explicadas en el análisis anterior, no se acoge esta opinión.

## 8. SOLICITUD DE FISCALIZACIÓN EFECTIVA SOBRE LOS INCUMPLIMIENTOS DE PAGO DE LOS RETIROS NO DECLARADOS (RND) Y EXCLUSIÓN DE ESTOS EN LA LIQUIDACIÓN ANUAL EN CASO DE PERSISTIR LA MOROSIDAD

REP refiere que, varios suministradores han incumplido el pago de los montos asignados por Retiros No Declarados (RND) en favor de los titulares de transmisión, a pesar de que estos han realizado todas las gestiones comerciales correspondientes para su cobranza, incluidas comunicaciones formales y reiteraciones de pago. No obstante, dichos suministradores continúan adeudando los montos asignados, evidenciando un comportamiento sistemático de incumplimiento y desacato de las resoluciones tarifarias.

A la fecha, la deuda total pendiente con el Grupo ISA, conformado por Red de Energía del Perú S.A. (REP), Consorcio Transmantaro S.A. (CTM) e ISA Perú, asciende a S/ 245 571,81 (sin incluir IGV), correspondiente a los conceptos de RND y Saldos Diferencias mencionados anteriormente. Los montos adeudados y las facturas pendientes de pago se detallan en los Anexos 1 y 2.

*Tabla 1. Incumplimientos de obligaciones de la Resoluciones Tarifarias: incumplimiento de pago por Saldos Diferencias y Retiros No Declarados*

Concepto	REP	CTM	ISAP	Total (S/)
RND	76,134.08	132,049.12	8,960.78	217,143.98
SD	23,731.52	536.18	4,340.13	28,607.83
<b>Total (S/)</b>	<b>99,865.60</b>	<b>132,585.30</b>	<b>13,300.91</b>	<b>245,751.81</b>

En ese contexto, REP indica la necesidad de que Osinergmin implemente una fiscalización efectiva y aplique las sanciones correspondientes a las empresas deudoras que persisten en estas conductas inapropiadas.

Dada la gravedad de la situación y la urgencia de garantizar el cumplimiento de las normativas vigentes, REP solicita la adopción de medidas inmediatas para asegurar el pago de las obligaciones pendientes. En caso contrario, REP señala que los Retiros No Declarados (RND) no sean asignados a los titulares de transmisión, toda vez que la administración no está garantizando el cumplimiento de las obligaciones establecidas en las resoluciones tarifarias.

### Análisis de Osinergmin

Acerca de lo expresado por REP en relación con los incumplimientos de pago de los montos derivados de RND y Saldos Diferencias. Osinergmin reafirma que los valores establecidos en el marco del procedimiento de liquidación son de cumplimiento obligatorio y deben ser transferidos en los plazos y condiciones establecidos, conforme a lo dispuesto en las resoluciones tarifarias.

No es finalidad del proceso de fijación de peajes y compensaciones, el establecer mecanismos de supervisión o fiscalización. Las empresas cuentan con los instrumentos que el ordenamiento jurídico le autoriza para ejercer sus derechos, denunciando y dando

seguimiento sobre los incumplimientos al órgano supervisor dentro de Osinerghmin. A su vez, pueden acudir a otras instancias de solución con la finalidad de hacer efectivos los pagos a los que tiene derecho.

El análisis de este comentario es complementado con el informe legal que acompaña al presente informe.

### **Conclusión**

Por las razones explicadas en el análisis anterior, no se acoge esta opinión.

## **9. SOBRE LOS FACTORES DE ACTUALIZACIÓN A SER ACTIVADOS POSTERIOR A LA ENTRADA EN VIGOR DE LAS TARIFAS DE PEAJES Y COMPENSACIONES 2025-2029**

REP opina que, como parte de la regulación de tarifas, se determinan los factores base (TCo, PAlo, entre otros) para realizar la actualización de las tarifas según las variaciones de dichos componentes. Sin embargo, en la práctica Osinerghmin ha indicado que dichas compensaciones no son afectas a actualizaciones, lo cual es incorrecto.

Se debe indicar que como se argumentó anteriormente el "derecho" de los SST y SCT está determinado en dólares americanos (USD), tal como lo establece la Resol. 056-2020-OS/CD y a dichas instalaciones si le son aplicables la actualización de sus tarifas por variaciones de TC y otros factores, es decir que los Peajes SST OSINERGHMIN aplica correctamente las fórmulas de actualización correspondiente, lo que no sucede para las compensaciones del SST de generación. En ese sentido, como ejemplo, al tener una misma instalación un % de asignación a la demanda y otro % de asignación a la generación, es natural que dichas tarifas (peajes y compensaciones) sean "actualizadas" durante la vigencia del periodo regulatorio debido a cambios en los factores de actualización (TC, Cu, AL, IPM), dado que nacen de la misma naturaleza e inclusive pertenecen a la misma instalación.

El no realizar la activación de factores de actualización en las compensaciones de generación, significa que, para una misma instalación, por un lado, si se aplica la respectiva Fórmula de Actualización, y por otro no, lo cual perjudica en la recuperación de las inversiones en su integridad.

En ese sentido, REP manifiesta que se precise en la resolución que la actualización de tarifas debe realizarse tanto para: SST/SCT demanda, SST generación o SST G/D, es decir aplicable para todos los conceptos relacionados a Peajes y Compensaciones, sin discriminación alguna.

### **Análisis de Osinerghmin**

En principio, debemos señalar que, los valores de CMA que se fijaron en las regulaciones del año 2009, 2013, 2017 y 2021, corresponden ser actualizados en la presente fijación tarifaria mediante sus correspondientes fórmulas de actualización, todo esto acorde al numeral II) del literal d) del artículo 139 del RLCE.

Por otro lado, en el artículo 27 de la NORMA TARIFAS, y en concordancia con lo establecido en el numeral I) del literal a) del artículo 139 del RLCE, establece la expresión mediante la cual se calculan las Compensaciones Mensuales (CM) asignadas a la generación.

En consecuencia, los valores de CM que resultan de aplicar al CMA la fórmula de pagos uniformes para un periodo de 12 meses, cumplen con todas las disposiciones legales y

normativas vigentes, por lo que no corresponde aplicar ninguna fórmula de actualización mensual.

### **Conclusión**

Por las razones explicadas en el análisis anterior, no se acoge esta opinión.

## **10. ENTRADA EN VIGENCIA DE LAS TARIFAS DEL PERIODO MAYO 2020 – ABRIL 2021 Y LIQUIDACIÓN RESPECTIVA**

En la regulación de Fijación de Tarifas en Barra del 2020 - 2021, REP y otras empresas presentaron Recursos de Reconsideración y reclamaciones contra lo señalado por OSINERGMIN en lo referente a la entrada en vigencia de las tarifas desde el 04 de julio del 2020 y la liquidación de los ingresos del periodo de liquidación correspondiente.

REP indica que, no se está cuestionando la entrada en vigencia de las tarifas (04 julio 2020), la observación está dirigida a que OSINERGMIN reconozca el derecho, contractual y normativo, de percibir el ingreso anual, el cual independientemente de la fecha de activación de las tarifas es un concepto no divisible, y es fijado para el periodo tarifario que rige cada año desde el 01 de mayo hasta el 30 abril, tal como lo reconocen los contratos de concesión y el art. 61 de la Ley de Concesiones Eléctricas:

*“Artículo 61º.- OSINERGMIN fijará anualmente el Peaje por Conexión, el Peaje de Transmisión, sus valores unitarios y sus respectivas fórmulas de reajuste mensual, los cuales serán publicados en el Diario Oficial El Peruano, entrando en vigencia el 1 de mayo de cada año.”*

Asimismo, REP afirma que los conceptos que expresan el derecho de ingreso anual denominados: Base Tarifaria, Remuneración Anual (RA), Costo Total de Transmisión o Costo Medio Anual, dependiendo del contrato de concesión y tipo de sistema de transmisión, están garantizados por lo estipulado en los propios Contratos de Concesión, la Ley 28832, la Ley de Concesiones Eléctricas y el propio artículo 61º en mención, bajo responsabilidad del regulador de garantizar al concesionario la recuperación en su totalidad.

En este sentido, REP señala que la postergación de la entrada en vigor de las tarifas no implica modificación o cambio en el derecho a ser percibido por las empresas, dado que contractual y legalmente la retribución de las inversiones corresponde a montos anuales, el Contrato de Concesión no concibe su divisibilidad.

### **Análisis de Osinergmin**

Al respecto, lo solicitado por REP está relacionado con procesos judiciales, no correspondiendo ser abordados en el presente análisis conforme se indica en el Informe Legal N° 224-2025-GRT.

### **Conclusión**

Por las razones explicadas en el análisis anterior, no se acoge esta opinión.

## **11. MONTOS DE FACTURACIÓN Y DATOS EMPLEADOS EN DIFERENTES REGULACIONES**

REP indica la existencia de discrepancias entre los montos y valores utilizados para un mismo concepto en distintas regulaciones. Por ello, solicita una revisión y validación exhaustiva de los diversos archivos de cálculo que intervienen en la determinación de la liquidación anual.

Asimismo, en caso de que los valores empleados estén vinculados a otro archivo u otro perteneciente a una regulación distinta, REP refiere que deben estar vinculados y se indique claramente la fuente de origen, especificando:

- La regulación correspondiente.
- El nombre del archivo fuente.
- El nombre de la hoja de cálculo.
- De ser factible, la celda o valor calculado.

Ejemplo 1: Diferencias en la estimación de ingresos de los SST D de REP

En la liquidación FITA de REP se ha empleado un valor distinto al registrado en los archivos de cálculo de la Liquidación Anual SST SCT, cuando ambos deberían ser equivalentes:

- ✓ Liquidación FITA de REP: S/ 76 911 168
- ✓ Liquidación SST SCT de REP: S/ 76 930 971
- ✓ Diferencia: S/ 19 803

Tabla 2. Diferentes valores de la proyección del Peaje SST de REP

Regulación FITA, Liquidación REP	Regulación Liquidación SST SCT
<p><b>INGRESOS ESTIMADOS SIN CONSIDERAR SALDO (2025)</b></p> <p>Obtenido del procedimiento anual de liquidaciones de los SST y SCT</p> <p>PESST (Soles) <b>76,911,168</b></p> <p>Fuente: Archivo "CALCULO_REP_PP.xlsm", hojas "PARÁMETROS" y "RA"</p>	<p>Fuente: Archivo "Liquidacion2025.xlsx", hoja "ProyREP"</p>

Ejemplo 2: Discrepancias en los valores de energía empleados

REP indica diferencias en los valores de energía empleados en la Liquidación Anual SST SCT y los considerados en la regulación de Peajes y Compensaciones:

- ✓ Liquidación Anual SST SCT (mayo 2025, AD 15): 4 601 223 MWh
- ✓ Regulación Peajes y Compensaciones (mayo 2025, AD 15): 4 522 868,26 MWh
- ✓ Diferencia: 78 354,34 MWh

Tabla 3. Diferentes valores de energía para un mismo periodo

Regulación de la Liquidación Anual SST SCT	Regulación Peajes y Compensaciones																				
Energía proyectada para mayo 2025:	Energía proyectada para mayo 2025:																				
<table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>may-25</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>L</td> <td>2,778,817</td> </tr> <tr> <td>R</td> <td>1,822,406</td> </tr> <tr> <td><b>Total AD15:</b></td> <td><b>4,601,223</b></td> </tr> </tbody> </table>		may-25	L	2,778,817	R	1,822,406	<b>Total AD15:</b>	<b>4,601,223</b>	<table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>may-25</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>DMAT A</td> <td>1,100,635.47</td> </tr> <tr> <td>DMAT B</td> <td>297,891.51</td> </tr> <tr> <td>DAT A</td> <td>97,744.20</td> </tr> <tr> <td>DAT B</td> <td>159,143.83</td> </tr> <tr> <td>DMT</td> <td>2,867,453.26</td> </tr> </tbody> </table>		may-25	DMAT A	1,100,635.47	DMAT B	297,891.51	DAT A	97,744.20	DAT B	159,143.83	DMT	2,867,453.26
	may-25																				
L	2,778,817																				
R	1,822,406																				
<b>Total AD15:</b>	<b>4,601,223</b>																				
	may-25																				
DMAT A	1,100,635.47																				
DMAT B	297,891.51																				
DAT A	97,744.20																				
DAT B	159,143.83																				
DMT	2,867,453.26																				

PROYECCION 2025									
Área	NT	ene-25	feb-25	mar-25	abr-25	may-25	jun-25	jul-25	ago-25
13	MAT	-	-	-	-	-	-	-	-
13	AT	1,996	1,705	1,773	1,776	1,858	1,751	1,778	-
13	MT	4,206	3,405	3,564	3,743	3,608	3,499	3,864	-
14	MAT	-	-	-	-	-	-	-	-
14	AT	-	-	-	-	-	-	-	-
14	MT	5,978	5,554	5,515	5,389	5,309	5,396	6,073	-
15	MAT	1,537,469	1,479,292	1,563,787	1,535,645	1,593,083	1,561,900	1,631,015	1,4
15	AT	255,916	232,190	250,829	241,603	242,965	235,332	266,651	2
15	MT	946,670	922,203	941,061	939,546	942,769	880,350	886,712	1

PROYECCION 2025									
Área	NT	feb-25	mar-25	abr-25	may-25	jun-25	jul-25	ago-25	
15	MAT	-	-	-	-	-	-	-	
15	AT	185	167	161	251	198	217	-	
15	MT	1,806,197	1,859,770	1,899,778	1,822,155	1,762,749	1,747,719	-	

Fuente: Archivo "Liquidacion2025.xlsx", hojas "DReg" y "DLib"

Total AD15: 4,522,868.26

OSINERGHMIN						
DEMANDA MENSUAL DE ENERGÍA AÑO: ( 2025 )						
ÁREA DE DEMANDA: 15						
SISTEMA ELÉCTRICO						
Energía						
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun
TOTAL ÁREA 15						
DMAT A	1,092,973	1,004,671	1,063,793	1,031,196	1,100,635	1,127,997
DMAT B	295,618	271,918	287,500	276,097	297,892	303,297
DAT A	55,362	91,160	58,788	89,933	97,744	100,350
DAT B	155,266	148,424	160,843	146,426	159,144	163,452
DMT	2,912,436	2,807,823	2,985,084	2,857,697	2,867,453	2,797,751
TOTAL	4,551,855	4,323,998	4,596,428	4,404,349	4,522,868	4,494,886

Fuente: Archivo "05-Tarifas-Rev\_2025\_2029\_15.xlsm", hoja "F-503"

Dado que estas diferencias pueden afectar la correcta determinación de las liquidaciones y la equidad en la aplicación de las tarifas, solicitamos que Osinerghmin realice las siguientes acciones:

1. Verificación y conciliación de los valores utilizados en cada regulación, asegurando la consistencia entre los archivos de cálculo.
2. Transparencia en la documentación, especificando las fuentes exactas de los datos en los informes y archivos empleados en cada regulación.
3. Corrección de discrepancias, en caso de confirmarse errores o inconsistencias en los valores aplicados.

**Análisis de Osinerghmin**

Al respecto, debido a que la prepublicación del proceso de fijación de peajes y compensaciones de los SST y SCT (Resolución N° 025-2025-OS/CD publicada el 28/02/2025), la Preliquidación Anual de los ingresos por SST y SCT (Resolución N° 030-2025-OS/CD publicada el 13/03/2025) se emitieron en momentos diferentes, existió información que no pudo considerarse en el primero de los procesos. No obstante, para la etapa de publicación ambos procesos deben considerar la misma información de manera uniforme, lo cual también debe considerarse en el proceso de fijación de tarifas en barra en lo que corresponda. Sin perjuicio de lo indicado, se está modificando lo que ha sido advertido como diferencias, no encontrándose mayores precisiones o referencias que deban efectuarse en los archivos y/o en los informes.

**Conclusión**

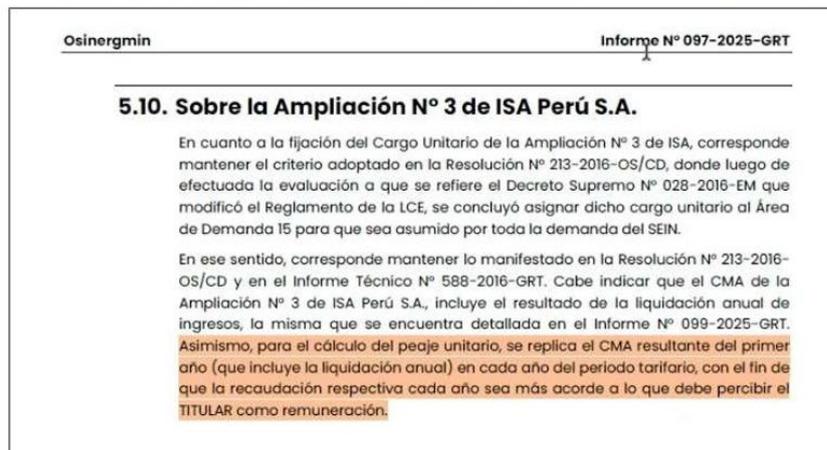
Por las razones explicadas en el análisis anterior, se acoge parcialmente esta opinión.

**12. SOBRE CAMBIO DE CRITERIOS CON ALTO IMPACTO**

REP solicita que Osinerghmin, en los casos donde se introduzcan modificaciones en criterios, fórmulas o modelos de procesamiento, se indique de manera explícita estos cambios en un acápite especial dentro de los capítulos del informe y en la resolución tarifaria correspondiente.

Particularmente, en la última oración del párrafo 2 del ítem 5.10 del Informe N° 097-2025-GRT (ver Fig. 3), se menciona una propuesta de modificación en el cálculo de las liquidaciones anuales de ISA Perú, sin que se haya notificado de manera clara ni explicado como un caso especial o modificación de criterio en la formulación de manera clara su aplicación e impactos en el informe y resolución tarifaria.

Figura 3. Hoja "SCT" dónde se emplea de manera incorrecta el factor



REP menciona que dicha modificación no cuenta con sustento económico ni normativo y, además, no se ha evaluado su impacto. Adicionalmente, esta misma metodología ha sido aplicada a otros contratos, como los de SCT FRIMO, SCT Orcotuna, SCT Independencia – Ica, SCT Chincha y SCT Nazca, entre otros, sin que ello haya sido debidamente señalado ni explicado de manera clara y precisa.

#### Impacto identificado

REP menciona que, la modificación en las fórmulas y metodología de cálculo genera una reducción alrededor del 60% - 90% en la facturación mensual, lo que impacta significativamente el flujo de caja y los resultados financieros de los titulares de transmisión de los proyectos.

Asimismo, en el Anexo 3 de sus Opiniones y Sugerencias adjunta una simulación simplificada con los efectos de estos cambios, evidenciándose que, bajo esta metodología no se garantiza la recuperación del derecho contractual, lo que compromete la estabilidad financiera y el cumplimiento de los acuerdos establecidos.

#### Requerimientos específicos

Ante esta situación, REP solicita que Osinergrmin:

1. Garantice la transparencia y previsibilidad en la aplicación de criterios regulatorios, detallando cualquier cambio en los métodos de cálculo dentro de los informes y resoluciones tarifarias.
2. Realice una evaluación de impacto antes de implementar modificaciones en las metodologías, asegurando que los efectos económicos y financieros sean analizados de manera integral.
3. Se abstenga de modificar las fórmulas de cálculo en este caso específico, dado que no cuentan con sustento económico ni normativo y generan afectaciones directas a los ingresos de los titulares de transmisión.

Finalmente, REP señala su disposición para colaborar en la mejora regulatoria y trabajar de manera conjunta en mesas de trabajo o espacios equivalentes.

**Análisis de Osinerghmin**

Se debe señalar que REP no posee contratos que se realizaron con este nuevo criterio, sin embargo, el grupo al que pertenece presentó la misma opinión, tanto en ISA PERÚ como en TRANSMANTARO, donde se analizó su comentario.

**Conclusión**

Por las razones explicadas en el análisis anterior, no se acoge esta opinión.

**13. OBSERVACIÓN SOBRE CAMBIO DE ARCHIVOS, ESTRUCTURAS Y MODELOS**

REP refiere que, en la presente regulación se han realizado modificaciones en los archivos, estructuras y modelos de cálculo en la liquidación anual del SST SCT y FITA, sin una comunicación previa ni una clara justificación técnica detallada. Estas modificaciones afectan la trazabilidad la información y dificultan la revisión y validación de los resultados por parte de los agentes del sector.

Añade que, los principios regulatorios se fundamentan en la predictibilidad, transparencia y garantizar que las mejoras cumplan y satisfagan las mismas condiciones iniciales. a garantía de que cualquier mejora preserve las condiciones iniciales establecidas. En este sentido, es fundamental que Osinerghmin:

1. Proporcione una justificación clara y documentada sobre los cambios realizados en los archivos, estructuras y modelos, incluyendo el detalle de las modificaciones, vinculación y su impacto en los cálculos.
2. Garantice la transparencia y continuidad de la información, asegurando que cualquier modificación sea previamente informada y explicada en los documentos regulatorios.
3. Valide que los resultados obtenidos sean consistentes con los cálculos previos, a fin de evitar discrepancias que puedan afectar la correcta aplicación de las metodologías establecidas.

REP indica la necesidad de mantener una comunicación clara y oportuna sobre estos cambios para evitar afectaciones en la interpretación y aplicación de la regulación por parte de los agentes involucrados.

**Análisis de Osinerghmin**

Cabe señalar que, Osinerghmin ha realizado la publicación del proyecto de Resolución que aprueba la fijación de peajes y compensaciones del SST y SCT cumpliendo con la etapas y plazos establecidos para tal, no siendo obligación del Regulador efectuar actividades adicionales que no se encuentran normadas o establecidas en la normatividad vigente.

Cabe señalar también que se considera que, se ha sustentado correctamente los cambios efectuados, sin perjuicio de que resulte pertinente efectuar alguna precisión y/o aclaración ante las opiniones y/o comentarios que se hayan presentado.

El análisis de este comentario es complementado con el informe legal que acompaña al presente informe.

**Conclusión**

Por las razones explicadas en el análisis anterior, no se acoge esta opinión.

## A.25. Electro Puno S.A.A. (ELECTROPUNO)

### 1. VALORIZACIÓN DE LOS ELEMENTOS EN LA SUBESTACIÓN AZÁNGARO

ELECTROPUNO señala que, en la presente etapa del proceso se adjunta el Acta de Puesta en Servicio (Nro. 001-2025-Electro Puno) en donde se aprobó la puesta en operación de los siguientes elementos:

#### 1. Celda de Alimentador, 23 kV, SET AT/MT Azángaro

- Módulo estándar aprobado: CE-023SIR3CIESBALI
- Código de Elemento: L-8003
- PI 2017 – 2021 / Proyecto N° 5 / Año previsto: 2017
- Ubicación: Distrito Azángaro, Provincia Azángaro, Región Puno
- Fecha y Hora de Puesta en Servicio : 21/08/2024, 00:00 horas

#### 2. Celda de Alimentador, 23 kV, SET AT/MT Azángaro

- Módulo estándar aprobado: CE-023SIR3CIESBALI
- Código de Elemento: L-8004
- PI 2017 – 2021 / Proyecto N° 5 / Año previsto: 2017
- Ubicación: Distrito Azángaro, Provincia Azángaro, Región Puno
- Fecha y Hora de Puesta en Servicio : 21/08/2024, 00:00 horas

Señala que, se debe valorizar los elementos antes mencionados considerando los módulos estándar correspondientes a las características descritas en el Formato F-601.

### Análisis de Osinergmin

Para la valorización de los proyectos, es indispensable contar con el Acta de Alta. Sin embargo, durante la etapa de prepublicación, dicho documento no estaba disponible.

Actualmente, se cuenta con el Acta de Puesta en Servicio N° 001-2025-ELECTROPUNO, correspondiente a la SET Azángaro. En consecuencia, procede la valorización de los elementos mencionados.

### Conclusión

Por las razones explicadas en el análisis anterior, se acoge esta opinión.

### 2. VALORIZACIÓN DE LOS ELEMENTOS EN LA SUBESTACIÓN AYAVIRI

ELECTRO PUNO señala que, en la presente etapa del proceso se adjunta el Acta de Puesta en Servicio (Nro. 001-2025-Electro Puno) en donde se aprobó la puesta en operación de los siguientes elementos:

#### 1. Celda de Alimentador, 23 kV, SET AT/MT Ayaviri

- Módulo estándar aprobado: CE-023SIR3CIESBALI
- Código de Elemento: L-6005
- PI 2017 – 2021 / Proyecto N° 5 / Año previsto: 2017
- Ubicación: Distrito Ayaviri, Provincia Melgar, Región Puno
- Fecha y Hora de Puesta en Servicio : 21/08/2024, 00:00 horas

#### 2. Celda de Alimentador, 23 kV, SET AT/MT Ayaviri

- Módulo estándar aprobado: CE-023SIR3CIESBALI

- Código de Elemento: L-6006
- PI 2017 – 2021 / Proyecto N° 5 / Año previsto: 2017
- Ubicación: Distrito Ayaviri, Provincia Melgar, Región Puno
- Fecha y Hora de Puesta en Servicio : 21/08/2024, 00:00 horas

Señala que, se debe valorizar los elementos antes mencionados considerando los módulos estándar correspondientes a las características descritas en el Formato F-601.

### Análisis de Osinerghmin

ELECTROPUNO menciona que, en la presente etapa, adjunta el Acta de Puesta en Servicio N° 001-2025-ELECTROPUNO, indicando que dicho documento incluye los elementos de la SET Ayaviri. Sin embargo, es importante precisar que el acta actualmente disponible corresponde a los elementos de la SET Azángaro.

Asimismo, cabe señalar que, según el numeral 5.11.2 de la NORMA DE TARIFAS, se establece lo siguiente:

*“Se calculan los costos de inversión de las instalaciones de transmisión existentes, considerando para el efecto sólo las instalaciones que tienen Actas de Alta debidamente validadas en un proceso de Liquidación Anual de Ingresos, aplicando los costos de los Módulos Estándares de inversión vigentes establecidos por Osinerghmin.”*

De acuerdo con lo señalado, y dado que los elementos mencionados por ELECTROPUNO sobre la SET Ayaviri no cuentan con un Acta de Alta validada, no corresponde proceder con la valorización solicitada.

### Conclusión

Por las razones explicadas en el análisis anterior, no se acoge esta opinión.

### 3. FACTORES DE PÉRDIDAS

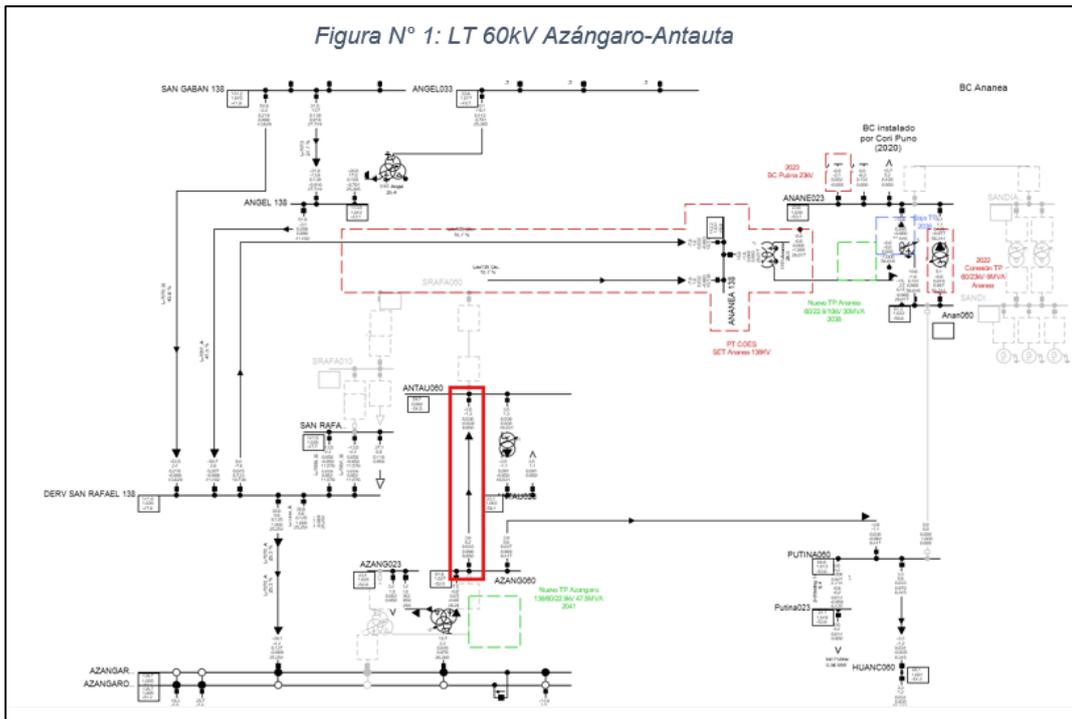
ELECTROPUNO señala que, revisado el archivo “F\_500\_FactPerd\_AD11.xls” en las hojas denominadas “BD\_Sein\_trafo”, “BD\_Sist\_trafo”, “BD\_Sein\_lineas” y “BD\_Sist\_lineas”, se observa que Osinerghmin no incluye las instalaciones de transmisión que se indican en el cuadro N° 1 y sus correspondientes pérdidas técnicas, las mismas que se encuentran incluidas en los flujos de potencia del modelamiento “BD PI 25-29 SEIN-GRT - AD11.pfd”.

Cuadro N° 1: Instalaciones de transmisión no consideradas, para la determinación de los factores de pérdidas

ID	Nombre	Tipo de Elemento	Terminales	Sistema
1	LT 60KV Azángaro-Antauta	Línea	ANTAU060 AZANG060	Azángaro, Azángaro Rural y SER Azángaro

Señala que, considerando que el sistema del Área de Demanda II contiene las instalaciones descritas en el cuadro N° 1 para el periodo 2025-2029, requiere que Osinerghmin recoja las instalaciones señaladas y sus pérdidas técnicas correspondientes en los formatos F500 (pérdidas), conforme señala la NORMA TARIFAS.

Además, menciona que, en la Figura N° 1 se verifica las pérdidas asociadas a la Línea “LT 60 kV Azángaro-Antauta”, cuyas pérdidas ascienden como indica el Cuadro N° 2.



Cuadro N° 2: Pérdidas en MW - LT 60kV Azángaro-Antauta

Año	SEIN	Sistema
2025	0.059977	0.09705703
2026	0.07052025	0.11352442
2027	0.02382764	0.11800749
2028	0.02522886	0.12822551
2029	0.03769791	0.13947282

**Análisis de Osinermin**

Al respecto, es importante señalar que, la línea en cuestión no forma parte del SST o SCT remunerado por la demanda. No obstante, sobre la base de los nuevos argumentos presentados por ELECTROPUNO, tanto en la presente oposición como en el proceso de determinación del Plan de Inversiones 2025-2029, se considera que dicha línea debe formar parte del cálculo de los Factores de Pérdidas Medias, más aún si consideramos que, la línea de L-MINSUR DERIVACIÓN AZÁNGARO - SAN RAFAEL / ANTAUTA (tramo de 1 km actualmente regulado y remunerado por el Área de Demanda II) viene siendo considerado como parte de dicho cálculo. Cabe señalar que, de la revisión realizada, se observa que la línea en cuestión tiene características similares a la línea del SST remunerado por el Área de Demanda II y permite el suministro de energía a la demanda regulada de la zona de Antauta.

Sin perjuicio de lo anterior, se verifica que varios valores mostrados en el cuadro N° 2 de la presente opinión, no guardan relación con los valores obtenidos en el flujo de carga del archivo de Flujo de Potencia “BD PI 25-29 SEIN-GRT - ADII.pfd”. En ese sentido, se procede a emplear los valores correctos, según corresponda.

## Conclusión

Por las razones explicadas en el análisis anterior, se acoge parcialmente esta opinión, dado que, si bien se procede a considerar la línea LT 60 kV Azángaro - Antauta para efectos del cálculo del FPMd, no se considera los valores de pérdidas propuestos por la opinante.

## 4. FACTORES DE PÉRDIDAS

ELECTROPUNO señala que, revisado el archivo "F\_500\_FactPerd\_AD11.xls" en las hojas denominadas "BD\_Sein\_trafo", "BD\_Sist\_trafo", "BD\_Sein\_lineas" y "BD\_Sist\_lineas", se observa que Osinerghmin no considera los valores de la simulación de las pérdidas en transformadores (Pérdidas en el cobre y Pérdidas en el Hierro) y líneas de transmisión que se encuentran incluidas en los flujos de potencia del modelamiento "BD PI 25-29 SEIN-GRT - AD11.pfd".

Señala que, el sistema del Área de Demanda II contiene valores de pérdidas de transformadores y líneas diferente al modelamiento del PI 2025-2029, por lo que, se requiere que Osinerghmin recoja los valores de pérdidas técnicas del equipamiento involucrado en el Área de Demanda II correspondientes en los formatos F-500 (pérdidas). Conforme señala la NORMA TARIFAS.

ELECTROPUNO presenta unos cuadros comparativos de la simulación y lo publicado por Osinerghmin del archivo "BD PI 25-29 SEIN-GRT - AD11.pfd" respecto a las pérdidas en las Líneas y Transformadores para los estudios de casos "Sistema" (2. SERALT1) y "SEIN" (4.SER F-122). En tal sentido, en la columna "Simulación" se ha incorporado las pérdidas que el Osinerghmin debe recoger; las cuales son coherentes con los resultados del archivo de simulación publicados. Por ende, solicita a Osinerghmin recoger los resultados de dicha columna para la etapa de Publicación de la Resolución de la Fijación de Peajes.

## Análisis de Osinerghmin

Sobre las diferencias en los valores de pérdidas respecto al modelamiento, ELECTROPUNO se limita en presentar una lista de valores de pérdidas de elementos de transformación y transmisión sin precisar cuáles de estos presentan las diferencias señaladas. De la revisión detallada a los cuadros remitidos por ELECTROPUNO, se identifican diferencias en los elementos "tr3 aya\_1771", "Azangaro 45MV", "tr3 T63-121", "LT 60kV Deriv. Putina-Ananea", "LT 60kV llave-Pomata(1)", entre otros casos más; en relación con los valores de pérdidas de núcleo y pérdidas  $I^2R$  para los transformadores, así como las pérdidas totales en las líneas de transmisión. Estas diferencias se observan entre los valores "Publicado" (valores publicados por Osinerghmin) y "Simulado" (valores presentados por ELECTROPUNO) para los escenarios de Demanda Máxima Coincidente a Nivel SEIN y Demanda Máxima Coincidente a Nivel SISTEMA.

Sin embargo, se ha verificado que los valores consignados por ELECTROPUNO en las columnas "Simulado" no corresponden con los resultados obtenidos del archivo de Flujo de Potencia "BD PI 25-29 SEIN-GRT - AD11.pdf" que sustenta los valores de pérdidas de potencia utilizados para la determinación del FPMd en el archivo "F\_500\_FactPerd\_AD11.xls" correspondiente a la etapa del Proyecto de Resolución del presente proceso. Por lo tanto, la comparación presentada por ELECTROPUNO no es válida y las diferencias identificadas no presentan sustento.

Por ejemplo, en el caso del Elemento "Lne138\_Yocara-Maravilla", ELECTROPUNO indica que el valor de las Pérdidas Totales obtenido del archivo de Flujo de Potencia (columna "Simulado")

es del orden de 0,00294217 MW. Sin embargo, como se muestra en la imagen el valor que se indica, resultado del flujo de carga del archivo de Flujo de Potencia "BD PI 25-29 SEIN-GRT - AD11.pfd" es del orden de 0,00294117 MW, el cual coincide con el valor utilizado en el archivo de cálculo de FPMd. Esta misma situación se replica en los demás casos identificados.

	Name	Grid	Terminal i Busbar	Terminal j Busbar	Losses (total) MW
▶	Lne138_Yocara-Maravilla	3.Sur	YOCARA 138	MARAV138	0.00294117

Fuente: "BD PI 25-29 SEIN-GRT - AD11.pfd", caso SEIN, año 2029.

### Conclusión

Por las razones explicadas en el análisis anterior, no se acoge esta opinión.

## 6. Referencias

- [1] Estudios Técnico Económicos presentados por las TITULARES, como sustento de sus Propuestas de Peajes y Compensaciones de SST y SCT para el periodo 2025-2029 – [01 de octubre de 2024].
- [2] Documento de Observaciones a las Propuestas de Peajes y Compensaciones de SST y SCT, presentado por las TITULARES – [26 de noviembre de 2024].
- [3] Respuestas a observaciones realizadas por Osinergmin a las PROPUESTAS INICIALES –[03 de enero de 2025].
- [4] Resolución N° 025-2025-OS/CD, mediante la cual se publicó el proyecto de resolución que fija los Peajes y Compensaciones de los SST y SCT, periodo 2025-2029 – [ 28 de febrero 2025].
- [5] Opiniones y sugerencias al proyecto de resolución que fija los Peajes y Compensaciones de SST y SCT, periodo 2025-2029 – [25 de marzo 2025].
- [6] Diversos archivos de cálculo desarrollados por Osinergmin.

Cabe señalar que estos documentos se encuentran publicados en la página Web de Osinergmin: [www.gob.pe/osinergmin](http://www.gob.pe/osinergmin), en la ruta: "Regulación Tarifaria", "Visita página de Regulación Tarifaria", "Procesos Regulatorios", "Electricidad", "Procedimiento para fijación de Peajes y Compensaciones para SST y SCT", "En Proceso", "Procedimiento para Fijación de Peajes y Compensaciones para los Sistemas Secundarios de Transmisión y Sistemas Complementarios de Transmisión, Periodo 2025-2029".