
Informe Técnico que sustenta la Fijación de Precios en Barra

Periodo mayo 2025 - abril 2026

(Publicación)

Lima, abril de 2025

Resumen Ejecutivo

Los Precios en Barra, en los sistemas que se alimentan desde el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (en adelante “SEIN”), varían, con respecto a los precios vigentes¹, en -28,0 % para el Precio de Energía, en -2,4% para el Precio de Potencia y en -4,0 % para el Peaje Unitario por Conexión al Sistema Principal de Transmisión², tal como se muestra en el Cuadro N° 1.

Cuadro N° 1. Resumen de los Precios en Barra

TARIFAS	Unidades	Lima		
		Actualizado al 04 de abril de 2025	Fijación Osinergmin	Variación (%)
Precio Promedio de Energía	ctm. S/ /kWh	22,47	16,18	-28,0%
Precio de Potencia	S/ /kW-mes	22,12	21,58	-2,4%
Peaje por Conexión y Transmisión	S/ /kW-mes	40,524	38,885	-4,0%
Precio Promedio Total	ctm. S/ /kWh	37,11	30,302	-18,3%

- 1) El Cuadro N° 2 muestra la variación de los Precios en Barra a nivel de generación, con relación a los valores vigentes, en algunas ciudades del país.
- 2) Para la determinación de los Precios en Barra del SEIN, se emplearon las propuestas de los Subcomités de Generadores y Transmisores del COES (en adelante el “ESTUDIO”), la absolución de observaciones (en adelante la “ABSOLUCIÓN”) y, los estudios elaborados por Osinergmin.

¹ Al 04 de abril de 2025.

² En el Peaje Unitario por Conexión al Sistema Principal de Transmisión, adicionalmente al Peaje del Sistema Principal de Transmisión, incluye también los cargos unitarios que ordenan los Decretos Legislativos N° 1002 y N° 1041, el cargo unitario que ordena la Ley N° 29852, Ley que Crea el Sistema de Seguridad Energética en Hidrocarburos y el Fondo de Inclusión Social Energético, el cual fue modificado con la Ley N° 29969, así como el Cargo de Confiabilidad de Suministro que ordena el Decreto Supremo N° 044-2014-EM y el cargo por Capacidad de Generación Eléctrica para las centrales del Nodo Energético del Sur que se realizaron en amparo de la Ley N° 29970.

Cuadro N° 2 Precios en Barra de las principales ciudades del Perú

Barras Principales	Potencia PPB S/ /kW-mes	Energía HP PEBP ctm. S/ /kWh	Energía HFP PEBF ctm. S/ /kWh	Precio Medio ctm. S/ /kWh	Fijación VS Vigente
Piura	60,47	17,98	16,69	31,96	-17,4%
Chiclayo	60,47	17,83	16,55	31,82	-17,5%
Trujillo	60,47	17,65	16,40	31,66	-17,5%
Lima	60,47	17,16	15,89	30,30	-18,3%
Ica	60,47	16,89	15,72	30,89	-18,0%
Marcona	60,47	17,15	15,85	31,04	-18,3%
Tingo María	60,47	17,40	16,11	31,39	-17,9%
Cusco	60,47	17,57	16,10	31,43	-18,5%
Combapata	60,47	17,81	16,29	31,63	-18,7%
Tintaya	60,47	17,98	16,46	31,81	-18,9%
Juliaca	60,47	17,81	16,26	31,61	-19,0%
Socabaya	60,47	17,70	16,21	31,53	-18,5%
Toquepala	60,47	17,88	16,36	31,68	-18,6%
Tacna	60,47	17,78	16,24	31,56	-18,5%

- 3) Las principales diferencias consideradas para la fijación de las tarifas en el SEIN, respecto de las propuestas de los Subcomités de Generadores y Transmisores del Comité de Operación Económica del Sistema (en adelante "COES") son las siguientes:
- Se consideraron las ventas de energía del año 2024, se actualizó la información referida a las pérdidas de distribución, subtransmisión y transmisión para el periodo de proyección; así como la participación de ventas de distribuidores en alta y muy alta tensión; y la participación de ventas realizadas por los generadores.
 - En cuanto a las cargas especiales, se ha tenido que actualizar la demanda del año 2024, considerando la información comercial hasta diciembre de ese año. La mayoría de estas cargas corresponden a empresas mineras, entre ellas: Casapalca, Volcán, Sociedad Minera Corona, Cerro Verde, Minera Tintaya, Ares, Yanacocha, Gold Fields, Miski Mayo, Antapaccay, Quellaveco, Hudbay, Mina Justa (Marcobre) y entre otras empresas como Quimpac, Aceros Arequipa, Agroindustrias Paramonga, Inagro-Agrolmos, Unión Andina de Cementos, etc.
 - Se modificó el precio del gas natural para las unidades de generación térmica que utilizan el gas de Camisea, y se verificó que los precios de gas natural de las centrales térmicas de Aguaytía y Malacas no superen el precio límite a considerar para efectos tarifarios, de conformidad con el Decreto Supremo N° 016-2000-EM.
 - Se actualizaron los valores de Costo Variable No Combustible para las centrales conforme a lo aprobado por el COES en aplicación del Procedimiento Técnico N° 34.
 - Se incluyeron en el modelo PERSEO 2.0 nuevos proyectos de generación y transmisión, con finalidad de dar cumplimiento al artículo 128 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas.
 - Se modificaron los factores nodales de energía como consecuencia de la aplicación del modelo PERSEO 2.0.
 - Se modificó el Precio Básico de la Potencia, respecto a los rubros de Costos de Inversión de la Central Termoeléctrica, tasa TAMEX, Costos de Conexión y Costo Fijo No Combustible,

sobre la base de la aplicación del Procedimiento para la Determinación del Precio Básico de Potencia, aprobado mediante Resolución N° 260-2004-OS/CD, y modificada con la Resolución N° 525-2007-OS/CD.

- h) Se modificó el Peaje por Conexión Unitario del Sistema Principal de Transmisión y el Peaje de Transmisión Unitario como consecuencia del análisis de la información del ESTUDIO, y la respectiva ABSOLUCIÓN.
 - i) En los cálculos para el proyecto que fija los Precios en Barra se tomaron los costos al 31 de marzo de 2025, conforme a lo establecido en el artículo 50 de la Ley de Concesiones Eléctricas³.
- 4) Se comparó el precio teórico con el precio promedio ponderado de las licitaciones, como resultado se obtuvo que el precio teórico difiere en más del 10% del promedio ponderado de los precios de las licitaciones y de los contratos de usuarios libres; por lo cual, se tuvo que aplicar un Factor de Ajuste de 1,5023 a este precio, con la finalidad que se encuentre en el rango de $\pm 10\%$ exigido por la Segunda Disposición Complementaria Final de la Ley N° 28832⁴.
 - 5) Se determinó el Cargo Unitario por Compensación por Seguridad de Suministro (CUCSS) de acuerdo con lo dispuesto por la norma "Compensación Adicional por Seguridad de Suministro", aprobada por Resolución N° 651-2008-OS/CD, igual a 0,285 S/ /kW-mes para las Centrales duales que no son Reserva Fría. Mientras que, para las Plantas de Reserva Fría de Talara, Ilo, Puerto Eten, Puerto Maldonado y Pucallpa se determinaron un cargo igual a 0,925; 2,052; 1,072; 0,130 y 0,226 S/ /kW-mes, respectivamente.
 - 6) Se determinó el Cargo Unitario por Prima de Generación con Recursos Energéticos Renovables de acuerdo con lo dispuesto en la norma "Procedimiento de Cálculo de la Prima para la Generación con Recursos Energéticos Renovables, de acuerdo a la Resolución N° 001-2010-OS/CD y su modificatoria la Resolución N° 072-2016-OS/CD, en cumplimiento de lo dispuesto por el Decreto Legislativo N° 1002, igual a 7,083 S/ /kW-mes.
 - 7) Se determinó el Cargo Unitario por Compensación Fondo de Inclusión Social Energético (FISE) conforme a lo previsto en el numeral 4.3 del artículo 4 de la Ley N° 29852, el cual es igual a 0,387 S/ /kW-mes.
 - 8) Se determinó el Cargo Unitario de la Confiabilidad en la Cadena de Suministro Eléctrico (CUCCE), el cual es igual a 0,823 S/ /kW-mes.
 - 9) Se determinó el Cargo Unitario por Capacidad de Generación Eléctrica (CUCGE), el cual es igual a 4,565 S/ /kW-mes.
 - 10) Para los Sistemas Aislados se ha considerado lo dispuesto en el artículo 30 de la Ley N° 28832 en lo relacionado con la determinación de los Precios en Barra de Sistemas Aislados, y la aplicación del Mecanismo de Compensación, el cual incluye los criterios y metodología para la aplicación del contrato suscrito entre Genrent del Perú S.A.C. con la empresa Electro Oriente S.A. para el sistema aislado de Iquitos.

³ **Artículo 50°.-** Todos los costos que se utilicen en los cálculos indicados en el artículo 47° deberán ser expresados a precios vigentes del mes de marzo del año de la fijación.

⁴ **SEGUNDA DISPOSICIÓN COMPLEMENTARIA FINAL. Nueva referencia para la comparación del precio en barra**

El precio en barra a nivel generación que fija el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinerghmin) no puede diferir en más de 10 % del promedio ponderado de los precios de las licitaciones y de los contratos de los usuarios libres, vigentes al 31 de marzo de cada año, según se establece en el reglamento.

Esta nueva referencia es aplicable únicamente a los nuevos contratos que se suscriban como resultado de las contrataciones de suministro realizadas con o sin licitación. Los contratos bilaterales vigentes se sujetan a las Precios en Barra determinadas según el régimen anterior. Para estos fines, el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinerghmin) efectúa los cálculos que correspondan.

INDICE

1.	INTRODUCCIÓN.....	4
1.1.	PROCESO DE REGULACIÓN TARIFARIA	4
1.2.	ASPECTOS METODOLÓGICOS.....	5
1.3.	RESUMEN DE RESULTADOS	6
1.4.	PRINCIPALES MODIFICACIONES A LA PROPUESTA DE LOS SUBCOMITÉS DEL COES.....	8
1.5.	COMPARACIÓN DE LAS VARIACIONES DE LOS PRECIOS EN BARRA EN EL SEIN	10
2.	PROCESO DE REGULACIÓN TARIFARIA.....	11
2.1.	PROPUESTA DE LOS SUBCOMITÉS DE GENERADORES Y TRANSMISORES DEL COES.....	13
2.2.	PRIMERA AUDIENCIA PÚBLICA.....	13
2.3.	OBSERVACIONES A LAS PROPUESTAS DE LOS SUBCOMITÉS DE GENERADORES Y TRANSMISORES DEL COES	13
2.4.	ABSOLUCIÓN DE LAS OBSERVACIONES.....	14
2.5.	PUBLICACIÓN DEL PROYECTO DE RESOLUCIÓN QUE FIJA LOS PRECIOS EN BARRA	14
2.6.	AUDIENCIA PÚBLICA DE LOS SUSTENTOS DEL PROYECTO DE RESOLUCIÓN QUE FIJA LOS PRECIOS EN BARRA.....	14
2.7.	OPINIONES Y SUGERENCIAS DE LOS INTERESADOS	15
2.8.	FIJACIÓN DE PRECIOS EN BARRA	15
3.	PRECIOS BÁSICOS DE ENERGÍA Y POTENCIA	17
3.1.	PROCEDIMIENTOS DE CÁLCULO	17
3.1.1	Precio Básico de la Energía	17
3.1.2	Precio Básico de la Potencia.....	19
3.2.	PREMISAS Y RESULTADOS.....	20
3.2.1	Previsión de Demanda.....	20
3.2.2	Programa de Obras.....	21
3.2.3	Costos Variables de Operación (CVT).....	26
3.2.4	Canon del Agua.....	30
3.2.5	Costo de Racionamiento	31
3.2.6	Precio Básico de la Energía	31
3.2.7	Precio Básico de la Potencia.....	31
4.	CARGOS POR TRANSMISIÓN.....	33
4.1.	SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN.....	33
4.2.	SISTEMA GARANTIZADO DE TRANSMISIÓN	34
4.2.1	SGT de Transmantaro	34
4.2.2	SGT de Abengoa Transmisión Norte S.A. (ATN).....	35
4.2.3	SGT de ABY Transmisión Sur S.A.	36
4.2.4	SGT de Transmisión Eléctrica del Sur S.A.C. (TESUR)	37
4.2.5	SGT de Concesionaria Línea de Transmisión CCNCM S.A.C. (CCNCM)	37
4.2.6	SGT de Transmisión Eléctrica del Sur 2 S.A.C. (TESUR 2)	37
4.2.7	SGT de Terna Perú S.A.C. (TERNA)	38
4.2.8	SGT de Transmisión Eléctrica del Sur 4 S.A.C. (TESUR 4)	38
4.3.	VALORIZACIÓN DE LAS INSTALACIONES DEL SPT	38
4.3.1	REP	38
4.3.2	Interconexión Isa Perú S.A. (Ex - Eteselva).....	39
4.3.3	Compañía Minera Antamina (Antamina)	39
4.3.4	San Gabán S.A (San Gabán)	39
4.3.5	Empresa de Generación Eléctrica Machupicchu S.A	39
4.3.6	Consortio Transmantaro	39
4.3.7	Redesur	40
4.3.8	Inteconexión Eléctrica ISA Perú S.A.	41
4.4.	COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO (COYM) DEL SPT.....	42
4.4.1	REP	42
4.4.2	Inteconexión Eléctrica ISA Perú S.A. (Ex - Eteselva).....	42
4.4.3	Antamina	42
4.4.4	San Gabán	42
4.4.5	Egamsa	43

4.4.6	Transmantaro	43
4.4.7	Redesur	43
4.4.8	ISA	43
4.5.	ACTUALIZACIÓN DE INVERSIONES Y COYM DEL SGT.....	43
4.5.1	SGT de Transmantaro	43
4.5.2	SGT de ATN	44
4.5.3	SGT de ABY	44
4.5.4	SGT de Transmisión Eléctrica del Sur S.A.C. (TESUR)	45
4.5.5	SGT de CCNCM	45
4.5.6	SGT de Transmisión Eléctrica del Sur 2 S.A.C. (TESUR 2)	45
4.5.7	SGT de Terna Perú S.A.C. (TERNA)	45
4.5.8	SGT de Transmisión Eléctrica del Sur 4 S.A.C. (TESUR 4)	45
4.6.	FACTORES NODALES DE ENERGÍA Y FACTORES DE PÉRDIDAS DE POTENCIA	48
4.7.	INGRESO TARIFARIO.....	51
4.7.1	Ingreso Tarifario de Enlaces Internacionales	51
4.7.2	Ingreso Tarifario de Enlaces Nacionales.....	51
4.8.	PEAJE POR CONEXIÓN AL SPT.....	53
4.8.1	Liquidación según contratos específicos	53
4.8.2	Compensación Tarifaria	56
4.8.3	Cargo Unitario por Capacidad de Generación Eléctrica	57
4.8.4	Cargo Unitario por Compensación por Seguridad de Suministro	57
4.8.5	Cargo Unitario por Prima de Generación con Recursos Energéticos Renovables	57
4.8.6	Cargo Unitario por Compensación FISE.....	58
4.8.7	Cargo Unitario por Confiabilidad de la Cadena de Suministro Eléctrico	58
4.8.8	Determinación del Peaje por Conexión	58
5.	PRECIOS EN BARRA EN SUBESTACIONES BASE.....	59
5.1.	TARIFAS TEÓRICAS.....	59
5.2.	COMPARACIÓN DE LOS PRECIOS TEÓRICOS.....	62
5.2.1.	COMPARACIÓN CON LOS PRECIOS (“REGIMEN ANTERIOR”)	62
5.2.2.	COMPARACIÓN CON LOS PRECIOS LICITADOS Y CONTRATOS LIBRES	65
5.3.	PRECIOS EN BARRA.....	66
6.	SISTEMAS AISLADOS.....	69
6.1.	MARCO DE REFERENCIA PARA LA DETERMINACIÓN DE LOS PRECIOS EN BARRA	69
6.2.	CRITERIOS GENERALES.....	70
6.3.	CONTRATO DE SUMINISTRO AL SISTEMA AISLADO DE IQUITOS	72
6.4.	SISTEMAS AISLADOS TÍPICOS.....	73
6.4.1	Precios por Sistema Aislado Típico.....	75
6.5.	PRECIOS EN BARRA DE SISTEMAS AISLADOS.....	75
6.6.	MECANISMO DE COMPENSACIÓN PARA SISTEMAS AISLADOS	76
7.	ACTUALIZACIÓN DE PRECIOS	80
7.1.	SISTEMA ELÉCTRICO INTERCONECTADO NACIONAL.....	80
7.1.1	Actualización del Precio de la Energía.....	80
7.1.2	Actualización del Precio de la Potencia.....	82
7.1.3	Actualización del Peaje por Conexión al Sistema Principal de Transmisión.....	82
7.2.	SISTEMAS AISLADOS.....	83
7.2.1	Actualización de los Precios en Barra Efectivos	83
8.	ANEXOS.....	87
	ANEXO A: PROYECCIÓN DE DEMANDA.....	88
	ANEXO B: COSTO VARIABLE NO COMBUSTIBLE.....	94
	ANEXO C: PRECIO DE GAS NATURAL: APLICACIÓN DEL DECRETO SUPREMO N° 016-2000-EM.....	95
	ANEXO D: PLAN DE OBRAS DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN	102
	ANEXO E: PROGRAMA DE MANTENIMIENTO MAYOR DE LAS CENTRALES DEL SEIN	114

ANEXO F: ANÁLISIS DE HIDROLOGÍA.....	115
ANEXO G: CAPACIDAD DE LAS INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN.....	116
ANEXO H: VALOR NUEVO DE REMPLAZO Y COSTO DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE EGEMSA	117
ANEXO I: VALOR NUEVO DE REEMPLAZO Y COSTO DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DEL REP	121
ANEXO J: VALOR NUEVO DE REMPLAZO Y COSTO DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE ISA.....	127
ANEXO K: VALOR NUEVO DE REMPLAZO Y COSTO DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE ANTAMINA.....	130
ANEXO L: VALOR NUEVO DE REMPLAZO Y COSTO DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE SAN GABÁN.....	134
ANEXO M: DETERMINACIÓN DE LA REMUNERACIÓN ANUAL GARANTIZADA (RAG) Y REMUNERACIÓN ANUAL POR AMPLIACIONES (RAA)	139
ANEXO N: PRECIO BÁSICO DE POTENCIA	162
ANEXO O: DETERMINACIÓN DEL CUCSS.....	171
ANEXO P: DETERMINACIÓN DE COMPENSACIÓN POR GENERACIÓN CON RECURSOS ENERGÉTICOS RENOVABLES.....	181
ANEXO Q: DETERMINACIÓN DE COMPENSACIÓN FONDO DE INCLUSIÓN SOCIAL ENERGÉTICO.....	189
ANEXO R: CONFIABILIDAD DE LA CADENA DE SUMINISTRO ELÉCTRICO	192
ANEXO S: DETERMINACIÓN DE COMPENSACIÓN POR CAPACIDAD DE GENERACIÓN ELÉCTRICA	199
ANEXO T: MARGEN DE RESERVA DEL SISTEMA AISLADO IQUITOS.....	202
ANEXO U: INFORMACIÓN COMPLEMENTARIA	211
ANEXO V: ANÁLISIS DE LAS OPINIONES Y SUGERENCIAS A LA PREPUBLICACIÓN	217
ANEXO W: RELACIÓN DE INFORMACIÓN QUE SUSTENTA LOS PRECIOS EN BARRA	283

1. Introducción

El informe contiene el estudio que sustenta el proyecto de fijación de los Precios en Barra correspondiente al periodo mayo 2025 – abril 2026. Para su elaboración se ha considerado los estudios técnico-económicos presentados por los Subcomités de Generadores y Transmisores del Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (en adelante “COES”) de acuerdo con el artículo 119 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas (en adelante “RLCE”), aprobado mediante Decreto Supremo N° 009-93-EM.

Los principios y los procedimientos mediante los cuales se regulan las tarifas de electricidad en el Perú se encuentran establecidos en el Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas (en adelante “LCE”); el RLCE; la Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica (en adelante “Ley 28832”); la Ley N° 29852, Ley que crea el Sistema de Seguridad Energética en Hidrocarburos y el Fondo de Inclusión Social Energético⁵ (en adelante “Ley 29852”); la Ley N° 29970, Ley que Afianza la Seguridad Energética y promueve el desarrollo del Polo Petroquímico en el Sur del País (en adelante “Ley 29970”); el Decreto Legislativo N° 1002 (en adelante “DL-1002”); el Decreto Legislativo N° 1041 (en adelante “DL-1041”); y el Decreto Supremo N° 044-2014-EM (en adelante “DS-044”); los reglamentos de estas leyes; y, en el Anexo A del Procedimiento para Fijación de Precios Regulados, aprobado mediante Resolución N° 080-2012-OS/CD; así como, en los procedimientos que para efectos tarifarios ha aprobado Osinergmin.

El presente estudio determina los precios básicos, definidos en el artículo 47 de la LCE y los artículos 125 y 126 del RLCE. Estos están constituidos por los precios de potencia y energía en las barras de referencia, a partir de las cuales se expanden los precios mediante factores de pérdidas y nodales, respectivamente.

1.1. Proceso de Regulación Tarifaria

El presente proceso de regulación tarifaria se inició el 13 de noviembre de 2024, con la presentación a Osinergmin del “*Estudio Técnico Económico de Determinación de Precios de Potencia y Energía en Barras para la Fijación Tarifaria de mayo 2025 – abril 2026*” y “*Propuesta Tarifaria del Subcomité de Transmisores del COES Fijación de Precios en Barra Periodo mayo 2025 – abril 2026*” por los Subcomités de Generadores y Transmisores del COES, mediante las cartas SUBCOMITÉ-014-2024 y

⁵ La Ley N° 29969 publicada el 22 de diciembre de 2012 modificó, entre otros aspectos, el numeral 4.3 de la Ley N° 29852.

STCOES N° 12-2024/N°13-2024, respectivamente. Seguidamente, como parte del proceso regulatorio se convocó a una audiencia pública, llevándose a cabo el 28 de noviembre de 2024. En dicha audiencia, los Subcomités de Generadores y Transmisores del COES tuvieron la oportunidad de sustentar sus propuestas de fijación de tarifas, recibiendo comentarios y observaciones de los asistentes y dando respuesta a las observaciones recibidas.

Posteriormente, el 27 de diciembre de 2024, Osinerghmin remitió a los Subcomités de Generadores y Transmisores del COES, mediante Oficios N° 2167-2024-GRT y N° 2168-2024-GRT, los Informes N° 901-2024-GRT y N° 902-2024-GRT, respectivamente, con las observaciones encontradas a sus propuestas de tarifas.

Las observaciones señaladas fueron analizadas y absueltas por los Subcomités de Generadores y Transmisores, mediante cartas SUBCOMITÉ-02-2025 recibida el 30 de enero de 2025 y STCOES N° 001-2025 recibida del 31 de enero de 2025, respectivamente.

En la preparación del presente informe se ha tomado en cuenta toda la información recolectada a lo largo del proceso regulatorio descrito.

1.2. Aspectos Metodológicos

El Precio Básico de Energía se determina utilizando el modelo matemático de optimización y simulación de la operación de sistemas eléctricos denominado PERSEO 2.0.

Por otro lado, el Precio Básico de la Potencia de Punta, de acuerdo con el mandato de los literales e) y f) del artículo 47 de la LCE, corresponde a los costos unitarios de inversión y costos fijos de operación de la unidad de generación más adecuada para suministrar potencia adicional durante las horas de máxima demanda anual, incluida su conexión al sistema de transmisión. Dicho precio ha sido determinado conforme a lo dispuesto por el Procedimiento para la Determinación del Precio Básico de Potencia, aprobado mediante Resolución N° 260-2004-OS/CD y sus modificatorias.

Ahora, los Precios en Barra resulta de agregar a los precios básicos de energía y potencia los cargos por la transmisión correspondientes a los Sistemas Principales de Transmisión (en adelante "SPT") y Sistemas Garantizados de Transmisión (en adelante "SGT"). Los cargos por ambos sistemas de transmisión se calculan aplicando el método establecido en la LCE, que consiste en determinar el costo marginal de esta actividad (su ingreso tarifario) y complementarlo con el peaje; definido éste como la diferencia entre el costo medio del sistema de transmisión y el costo marginal.

Los cargos de peaje secundario corresponden a las Tarifas y Compensaciones para los Sistemas Secundarios de Transmisión (en adelante "SST") y Sistemas Complementarios de Transmisión (en adelante "SCT") del periodo mayo 2021 – abril de 2025, fijados mediante la Resolución N° 070-2021-OS/CD.

El CUCSS, CUCGE, Prima RER, FISE y CUCCSE se agregan al peaje por el SPT, conforme se describe en el presente informe.

Los precios (teóricos) determinados mediante los modelos de optimización y simulación fueron comparados con el promedio ponderado de los precios de las

licitaciones y de los contratos de usuarios libres, de conformidad con lo dispuesto por la Ley 28832.

1.3. Resumen de Resultados

Como resultado de la comparación del Precio en Barra, se tiene que este difiere en más del 10% del promedio ponderado de los precios de licitaciones. Por tal motivo, fue necesario realizar el reajuste en los precios teóricos, resultando un Factor de Ajuste igual a 1,4976, para constituir los Precios en Barra definitivos. En consecuencia, los precios resultantes para la regulación de Precios en Barra del SEIN se resumen en el Cuadro N° 1.1

Cuadro N° 1.1

Subestación	Tensión	PPM	PEMP	PEMF
	kV	S/ /kW-mes	ctm. S/ /kWh	ctm. S/ /kWh
Zorritos	220	21,58	18,13	16,83
Talara	220	21,58	18,03	16,74
Valle Chira	220	21,58	18,01	16,72
Piura Oeste	220	21,58	17,98	16,69
La Niña	220	21,58	17,79	16,53
Chiclayo Oeste	220	21,58	17,83	16,55
Carhuaquero	220	21,58	17,63	16,36
Carhuaquero	138	21,58	17,63	16,36
Cutervo	138	21,58	17,88	16,53
Jaen	138	21,58	18,11	16,77
Guadalupe	220	21,58	17,76	16,49
Guadalupe	60	21,58	17,79	16,52
La Ramada	220	21,58	17,42	16,19
Cajamarca	220	21,58	17,60	16,34
Trujillo Norte	220	21,58	17,65	16,40
Chimbote I	220	21,58	17,50	16,27
Chimbote I	138	21,58	17,53	16,30
Paramonga Nueva	220	21,58	17,17	15,98
Paramonga Nueva	138	21,58	17,13	15,96
Paramonga Existente	138	21,58	17,05	15,91
Medio Mundo	220	21,58	17,14	15,96
Huacho	220	21,58	17,10	15,92
Lomera	220	21,58	17,11	15,88
Zapallal	220	21,58	17,09	15,84
Carabayllo	220	21,58	17,06	15,80
Ventanilla	220	21,58	17,14	15,88
La Planicie	220	21,58	17,10	15,83
Lima (I)	220	21,58	17,16	15,89
Cantera	220	21,58	16,84	15,65
Chilca	220	21,58	16,73	15,53
Asia	220	21,58	16,77	15,58

Subestación	Tensión	PPM	PEMP	PEMF
	kV	S/ /kW-mes	ctm. S/ /kWh	ctm. S/ /kWh
Alto Praderas	220	21,58	16,84	15,62
Independencia	220	21,58	16,88	15,72
Ica	220	21,58	16,89	15,72
Marcona	220	21,58	17,15	15,85
Chincha Nueva	220	21,58	16,89	15,73
Nazca Nueva	220	21,58	17,07	15,80
Chiribamba	220	21,58	16,80	15,60
Mantaro	220	21,58	16,64	15,41
Huayucachi	220	21,58	16,75	15,50
Pachachaca	220	21,58	16,85	15,62
Pomacocha	220	21,58	16,86	15,63
Huancavelica	220	21,58	16,73	15,51
Callahuanca	220	21,58	16,93	15,69
Cajamarquilla	220	21,58	17,07	15,82
Huallanca	138	21,58	17,16	15,97
Vizcarra	220	21,58	17,15	15,93
Tingo María	220	21,58	17,37	16,09
Aguaytía	220	21,58	17,45	16,16
Aguaytía	138	21,58	17,50	16,20
Aguaytía	22,9	21,58	17,49	16,18
Pucallpa	138	21,58	17,93	16,53
Pucallpa	60	21,58	17,95	16,53
Aucayacu	138	21,58	17,63	16,33
Tocache	138	21,58	17,83	16,52
Belaunde	138	21,58	17,97	16,62
Caclic	220	21,58	17,85	16,53
Tingo María	138	21,58	17,40	16,11
Huánuco	138	21,58	17,29	15,97
Paragsha II	138	21,58	16,84	15,63
Paragsha	220	21,58	16,80	15,60
Yaupi	138	21,58	16,52	15,36
Yuncan	138	21,58	16,63	15,45
Yuncan	220	21,58	16,68	15,49
Oroya Nueva	220	21,58	16,82	15,61
Oroya Nueva	138	21,58	16,71	15,52
Oroya Nueva	50	21,58	16,76	15,57
Carhuamayo	138	21,58	16,74	15,55
Carhuamayo Nueva	220	21,58	16,77	15,57
Caripa	138	21,58	16,64	15,45
Desierto	220	21,58	16,88	15,71
Condorcocha	138	21,58	16,65	15,46
Condorcocha	44	21,58	16,65	15,46
Machupicchu	138	21,58	16,94	15,57

Subestación	Tensión	PPM	PEMP	PEMF
	kV	S/ /kW-mes	ctm. S/ /kWh	ctm. S/ /kWh
Cachimayo	138	21,58	17,50	16,06
Cusco (2)	138	21,58	17,57	16,10
Combapata	138	21,58	17,81	16,29
Tintaya	138	21,58	17,98	16,46
Tintaya Nueva	220	21,58	17,93	16,41
Ayaviri	138	21,58	17,77	16,25
Azángaro	138	21,58	17,65	16,13
San Gaban	138	21,58	16,81	15,38
Mazuco	138	21,58	17,25	15,59
Puerto Maldonado	138	21,58	18,37	15,82
Juliaca	138	21,58	17,81	16,26
Puno	138	21,58	17,81	16,26
Puno	220	21,58	17,78	16,24
Callalli	138	21,58	17,95	16,45
Santuario	138	21,58	17,73	16,26
Arequipa (3)	138	21,58	17,72	16,23
Socabaya	220	21,58	17,70	16,21
Cotaruse	220	21,58	17,27	15,89
Cerro Verde	138	21,58	17,78	16,25
Repartición	138	21,58	17,91	16,23
Mollendo	138	21,58	18,02	16,32
Moquegua (4)	220	21,58	17,71	16,20
Moquegua (4)	138	21,58	17,73	16,22
Ilo ELS (5)	138	21,58	17,91	16,37
Botiflaca	138	21,58	17,85	16,33
Toquepala	138	21,58	17,88	16,36
Aricota	138	21,58	17,76	16,31
Aricota	66	21,58	17,71	16,30
Tacna (Los Héroes)	220	21,58	17,78	16,24
Tacna (Los Héroes)	66	21,58	17,84	16,27

Notas:

- (1) Barra de Referencia de Generación Lima: Constituida por las barras Chavarría 220 kV, Santa Rosa 220 kV, San Juan 220 kV, Los Industriales 220 kV y Carapongo 220 kV.
- (2) Barra de Referencia de Generación Cusco: Constituida por las barras Dolorespata 138 kV y Quencoro 138 kV.
- (3) Barra de Referencia de Generación Arequipa: Constituida por las barras Socabaya 138 kV y Chilina 138 kV.
- (4) La Barra de Referencia de Generación Moquegua 220 kV y Moquegua 138 kV, anteriormente se denominaban Montalvo 220 kV y Montalvo 138 kV.
- (5) La Barra de Referencia de Generación Ilo ELS 138 kV, anteriormente se denominaba Ilo ELP 138 kV.

1.4. Principales Modificaciones a la Propuesta de los Subcomités del COES

Los Precios en Barra mostrados en las secciones anteriores, se obtienen a partir de las propuestas de los Subcomités de Generadores y Transmisores del COES con las

modificaciones efectuadas por Osinergmin. La siguiente relación describe los principales cambios incorporados:

- Se ha considerado el año 2024 como año representativo para la proyección de demanda del periodo 2025-2027, se actualizó la información referida a las pérdidas de distribución, subtransmisión y transmisión para el periodo de proyección; así como la participación de ventas de distribuidores en alta y muy alta tensión; y la participación de ventas realizadas por los generadores.
- Respecto de las cargas especiales, se ha tenido que actualizar la demanda del año 2024, considerando la información comercial hasta diciembre de ese año, la cual en su mayoría son de empresas mineras.
- Asimismo, para la proyección 2025-2027, se ha considerado las cargas de proyectos que fueron informadas por las empresas, mediante cartas y también conforme a información comercial disponible.
- Se modificó el precio del gas natural para las unidades que utilizan gas de Camisea y se verificó que los precios de gas natural de las centrales térmicas de Aguaytía y Malacas no superen el precio límite a considerar para efectos tarifarios, de conformidad con el Decreto Supremo N° 016-2000-EM (ver Anexo C del informe).
- Se modificó el programa de mantenimiento mayor propuesto por el COES, por las razones expuestas en el Anexo E del presente informe.
- Se actualizaron los valores del Costo Variable No Combustible (en adelante "CVNC") para las centrales, conforme a los últimos CVNC aprobados por el COES en aplicación del Procedimiento Técnico N° 34 (en adelante "PR-34"), de acuerdo con lo señalado en el Anexo B.
- Se incluyeron en el modelo PERSEO 2.0 nuevas instalaciones de transmisión con finalidad de dar cumplimiento al artículo 128 del RLCE.
- Se modificaron los factores nodales de energía como consecuencia de la aplicación del modelo PERSEO 2.0.
- Se modificó el Precio Básico de la Potencia en los rubros de Costos de Inversión de la Central Termoeléctrica, tasa TAMEX, Costos de Conexión y Costo Fijo No Combustible, sobre la base de la aplicación del Procedimiento para la Determinación del Precio Básico de Potencia, aprobado mediante Resolución N° 260-2004-OS/CD y modificada con la Resolución N° 525-2007-OS/CD (ver Anexo N del informe).
- Se modificó el Peaje por Conexión Unitario al Sistema Principal de Transmisión y el Peaje de Transmisión como consecuencia del análisis de la información del ESTUDIO y la ABSOLUCIÓN. Adicionalmente, se agregó dentro del Peaje por Conexión Unitario al Sistema Principal de Transmisión los Cargos Unitarios que ordenan el DL-1041, el DL-1002, la Ley 29852, la Ley 29970 y el DS-044.
- En los cálculos de la publicación de la resolución que fija los Precios en Barra (en cumplimiento al ítem j) del Anexo A.1 de la Norma "Procedimiento para la Fijación de Precios Regulados" aprobada mediante Resolución N° 080-2012-OS/CD), se tomaron los costos al 31 de marzo de 2025, conforme a lo establecido en el artículo 50 de la LCE.

1.5. Comparación de las Variaciones de los Precios en Barra en el SEIN

Los Precios en Barra resultantes se comparan con los precios vigentes a febrero de 2024, obteniéndose los resultados que se muestran en el Cuadro N° 1.2.

Cuadro N° 1.2. Comparación de Precios en Barra en el SEIN

a) REGULACIÓN TARIFARIA MAYO 2024 (VIGENTES AL 04 DE ABRIL DE 2025)										
Barras Principales	PRECIOS EN BARRA					a. PRECIOS EN BARRA				
	Potencia PPM	Peaje Conex. PCSPT	Peaje Sec. CPSEE	Energía HP PEMP	Energía HFP PEMF	Potencia PPB	Energía HP PEBP	Energía HFP PEBF	Precio Medio	
	S/ /kW-mes	S/ /kW-mes	ctm.S/ /kWh	ctm.S/ /kWh	ctm.S/ /kWh	S/ /kW-mes	ctm.S/ /kWh	ctm.S/ /kWh	ctm.S/ /kWh	
Piura	22,12	40,524	0,00	24,25	22,83	62,64	24,25	22,83	38,67	
Chiclayo	22,12	40,524	0,00	24,11	22,72	62,64	24,11	22,72	38,56	
Trujillo	22,12	40,524	0,00	23,91	22,55	62,64	23,91	22,55	38,38	
Lima	22,12	40,524	0,00	23,49	22,18	62,64	23,49	22,18	37,11	
Ica	22,12	40,524	0,00	23,12	21,97	62,64	23,12	21,97	37,68	
Marcona	22,12	40,524	0,00	23,58	22,26	62,64	23,58	22,26	38,00	
Tingo María	22,12	40,524	0,00	23,74	22,41	62,64	23,74	22,41	38,24	
Cusco	22,12	40,524	0,00	24,28	22,63	62,64	24,28	22,63	38,54	
Combapata	22,12	40,524	0,00	24,65	22,99	62,64	24,65	22,99	38,90	
Tintaya	22,12	40,524	0,00	24,92	23,32	62,64	24,92	23,32	39,23	
Juliaca	22,12	40,524	0,00	24,75	23,11	62,64	24,75	23,11	39,03	
Socabaya	22,12	40,524	0,00	24,37	22,83	62,64	24,37	22,83	38,70	
Toquepala	22,12	40,524	0,00	24,59	23,05	62,64	24,59	23,05	38,91	
Tacna	22,12	40,524	0,00	24,45	22,87	62,64	24,45	22,87	38,74	
b) PROPUESTA REGULACIÓN TARIFARIA MAYO 2025										
Barras Principales	PRECIOS EN BARRA					b. PRECIOS EN BARRA				
	Potencia PPM	Peaje Conex. PCSPT	Peaje Sec. CPSEE	Energía HP PEMP	Energía HFP PEMF	Potencia PPB	Energía HP PEBP	Energía HFP PEBF	Precio Medio	Variación
	S/ /kW-mes	S/ /kW-mes	ctm.S/ /kWh	ctm.S/ /kWh	ctm.S/ /kWh	S/ /kW-mes	ctm.S/ /kWh	ctm.S/ /kWh	ctm.S/ /kWh	P.BARRA b/a - 1
Piura	21,58	38,885	0,00	17,98	16,69	60,47	17,98	16,69	31,96	-17,4%
Chiclayo	21,58	38,885	0,00	17,83	16,55	60,47	17,83	16,55	31,82	-17,5%
Trujillo	21,58	38,885	0,00	17,65	16,40	60,47	17,65	16,40	31,66	-17,5%
Lima	21,58	38,885	0,00	17,16	15,89	60,47	17,16	15,89	30,30	-18,3%
Ica	21,58	38,885	0,00	16,89	15,72	60,47	16,89	15,72	30,89	-18,0%
Marcona	21,58	38,885	0,00	17,15	15,85	60,47	17,15	15,85	31,04	-18,3%
Tingo María	21,58	38,885	0,00	17,40	16,11	60,47	17,40	16,11	31,39	-17,9%
Cusco	21,58	38,885	0,00	17,57	16,10	60,47	17,57	16,10	31,43	-18,5%
Combapata	21,58	38,885	0,00	17,81	16,29	60,47	17,81	16,29	31,63	-18,7%
Tintaya	21,58	38,885	0,00	17,98	16,46	60,47	17,98	16,46	31,81	-18,9%
Juliaca	21,58	38,885	0,00	17,81	16,26	60,47	17,81	16,26	31,61	-19,0%
Socabaya	21,58	38,885	0,00	17,70	16,21	60,47	17,70	16,21	31,53	-18,5%
Toquepala	21,58	38,885	0,00	17,88	16,36	60,47	17,88	16,36	31,68	-18,6%
Tacna	21,58	38,885	0,00	17,78	16,24	60,47	17,78	16,24	31,56	-18,5%

2. Proceso de Regulación Tarifaria

El proceso de Fijación de Precios en Barra se realiza de conformidad con lo establecido en la LCE, el RLCE y la Ley 28832 y sus reglamentos. Osinergmin, en aplicación de la Ley N° 27838, Ley de Transparencia y Simplificación de los Procedimientos Regulatorios de Tarifas, ha incluido, dentro del proceso de regulación de las tarifas de generación, transmisión y distribución, la publicación del proyecto de resolución que fija la tarifa, así como la realización de audiencias públicas.

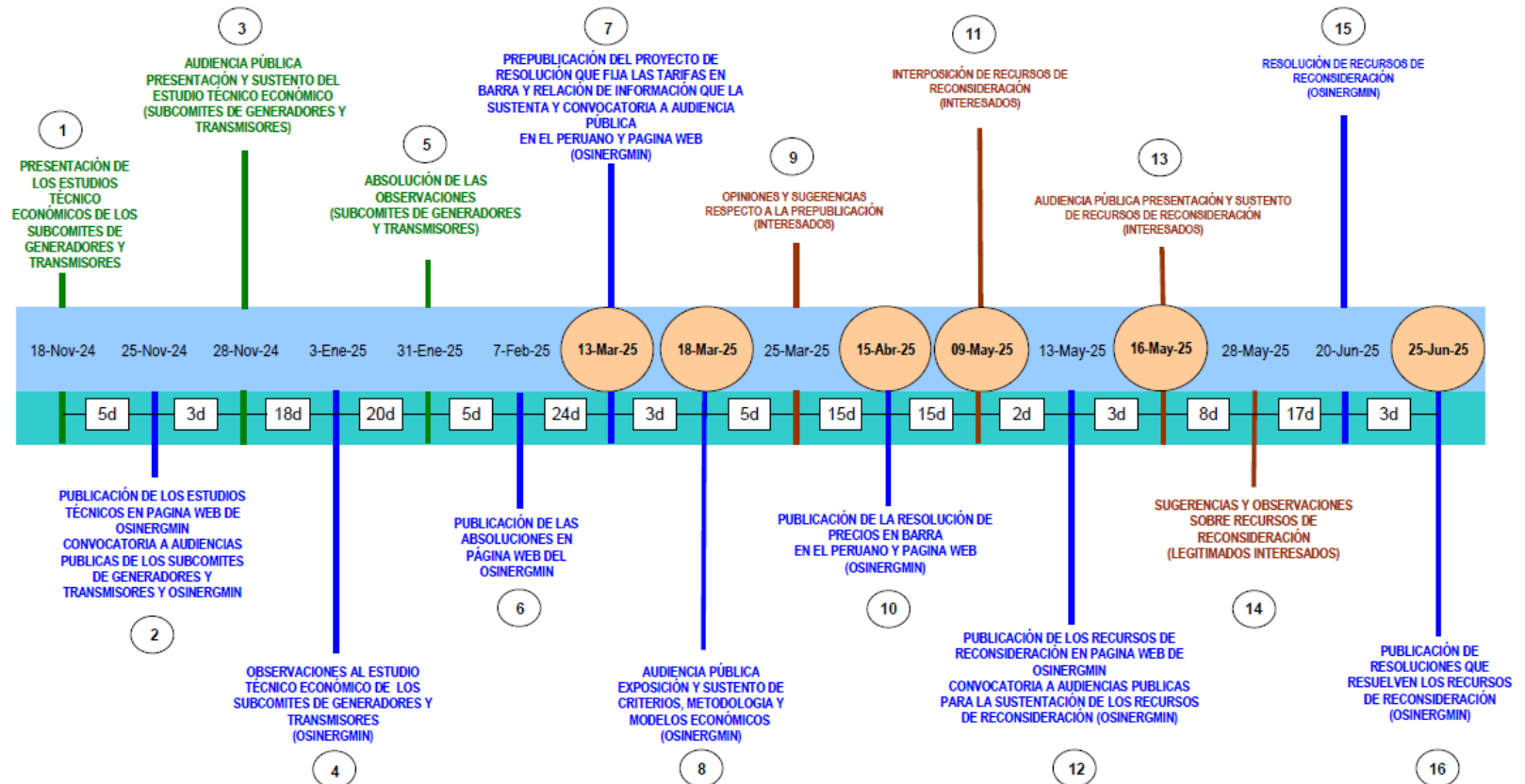
El cronograma ilustrado en el Esquema N° 2.1 resume la secuencia de actividades del proceso para la Fijación de las Precios en Barra, obedeciendo a las disposiciones legales vigentes, mediante el cual se establece un ambiente abierto de participación donde pueden expresarse las opiniones de la ciudadanía, y de los interesados en general, a fin de que éstas sean consideradas por el regulador antes que adopte su decisión sobre la fijación de los Precios en Barra.

En el esquema indicado, las fechas señaladas corresponden a la presente fijación de tarifas, donde a partir de la etapa "8" representan fechas límites que pueden variar en caso de adelantarse la fecha de término de alguna de las etapas.

Asimismo, con posterioridad a la decisión, se prevé la instancia de los recursos de reconsideración a través de la cual se pueden interponer cuestionamientos a las decisiones adoptadas.

Esquema N° 2.1

CRONOGRAMA PROCESO DE FIJACIÓN DE PRECIOS EN BARRA MAYO 2025 - ABRIL 2026*



*Nota: El presente cronograma no es vinculante y tiene carácter referencial. Considera lo previsto en la Norma "Procedimiento para Fijación de Precios Regulados", aprobada mediante Resolución N° 080-2012-OS/CD, en la Ley N° 27838, en la Ley N° 27444, así como en su última modificatoria mediante Ley N° 31603 que recorta el plazo para resolver los recursos de reconsideración, consecuentemente impacta en los plazos de las etapas asociadas. Las fechas incorporadas responden a plazos máximos, por tanto, en caso se cumpla alguna etapa en fecha distinta a la prevista en el presente cronograma u otra discrepancia y origine cambios en las fechas posteriores, prevalecerá la contabilidad que se realice al amparo de las normas aplicables.

2.1. Propuesta de los Subcomités de Generadores y Transmisores del COES

De acuerdo con lo dispuesto por el artículo 51 de la LCE⁶, y por el Anexo A del Procedimiento para Fijación de Precios Regulados, aprobado mediante Resolución N° 080-2012-OS/CD, el proceso de regulación tarifaria se inició con la presentación del ESTUDIO.

2.2. Primera Audiencia Pública

De acuerdo con lo establecido en el Procedimiento para Fijación de Precios en Barra, el Consejo Directivo de Osinergmin convocó a una primera Audiencia Pública para el 28 de noviembre de 2024, con el objeto de que los Subcomités de Generadores y de Transmisores del COES expongan sus propuestas de tarifas de generación para la regulación tarifaria del periodo mayo 2025 – abril 2026.

En concordancia con lo anterior, se dispuso previamente la publicación en la página Web de Osinergmin, de las propuestas de tarifas recibidas con el propósito que los agentes del mercado e interesados tuvieran acceso al ESTUDIO y contaran con la información necesaria que les permitiera expresar sus observaciones y/o comentarios durante la realización de la Audiencia Pública.

De esta forma, se busca lograr la participación de los diversos agentes (empresas concesionarias, asociaciones de usuarios, usuarios individuales, etc.) en el proceso de toma de decisiones, dentro de un entorno de mayor transparencia, conforme a los principios y normas contenidas en la Ley Marco de los Organismos Reguladores del Estado y la Ley del Procedimiento Administrativo General.

2.3. Observaciones a las Propuestas de los Subcomités de Generadores y Transmisores del COES

Con fecha 27 de diciembre de 2024, Osinergmin mediante los Oficios N° 2167-2024-GRT y N° 2168-2024-GRT comunicó por escrito sus observaciones, debidamente

⁶ **Artículo 51°.-** Antes del 15 de noviembre de cada año, el SUBCOMITÉ y el Subcomité de Transmisores, en la actividad que les corresponda, presentarán al OSINERG los correspondientes estudios técnico-económicos de las propuestas de Precios en Barra, que expliciten y justifiquen, entre otros aspectos, los siguientes:

- a) La demanda de potencia y energía del sistema eléctrico para el periodo de estudio;
- b) El programa de obras de generación y transmisión;
- c) Los costos de combustibles, Costo de Racionamiento considerado y otros costos variables de operación pertinentes;
- d) La Tasa de Actualización utilizada en los cálculos;
- e) Los costos marginales;
- f) Precios Básicos de la Potencia de Punta y de la Energía;
- g) Los factores nodales de energía;
- h) El Costo Total de Transmisión considerado;
- i) Los valores resultantes para los Precios en Barra; y,
- j) La fórmula de reajuste propuesta; y,

Asimismo, el SUBCOMITÉ y el Subcomité de Transmisores, deberán entregar al COES toda la información relevante para los cálculos tarifarios, para ser puestos a disposición de los interesados que lo soliciten.

Para la aplicación del presente artículo OSINERG definirá los procedimientos necesarios.

fundamentadas, a las propuestas presentadas por los Subcomités de Generadores y Transmisores del COES.

Inmediatamente después de remitidos los informes de observaciones, se procedió a la publicación de los mismos en la página Web de Osinerghmin.

2.4. Absolución de las Observaciones

El 30 y 31 de enero de 2025, los Subcomités de Generadores y Transmisores del COES, respectivamente, remitieron sus respuestas a las observaciones efectuadas por Osinerghmin y presentaron sus informes con los resultados modificados del ESTUDIO.

De acuerdo con lo dispuesto en el artículo 122 del RLCE⁷, en el caso de las observaciones que no fueron absueltas a satisfacción de Osinerghmin, corresponde a este organismo, de acuerdo con el análisis que se indica posteriormente, establecer los valores correspondientes y fijar las tarifas dentro de los márgenes que se señalan en la LCE.

2.5. Publicación del Proyecto de Resolución que fija los Precios en Barra

Osinerghmin ha evaluado las premisas y cálculos efectuados por los Subcomités de Generadores y Transmisores del COES, tanto en sus propuestas iniciales, como en la respuesta a las observaciones formuladas a sus propuestas para la Fijación de los Precios en Barra del periodo mayo 2025 – abril 2026. Hecho el análisis, se elaboraron los informes técnicos de sustento con el resultado de los estudios realizados.

De acuerdo con lo señalado en el literal “g” del Anexo A.1 la Norma “Procedimientos para Fijación de Precios Regulados”, con un mínimo de 15 días hábiles de anticipación a la publicación de la resolución que fije los Precios en Barra, Osinerghmin publicará en el diario oficial El Peruano y en su página Web el Proyecto de Resolución que fija los Precios en Barra y la relación de información que la sustenta.

2.6. Audiencia Pública de los sustentos del Proyecto de Resolución que fija los Precios en Barra

El Consejo Directo de Osinerghmin dispuso la realización de una segunda audiencia pública, la misma que se llevó a cabo el 18 de marzo de 2025, en la cual la Gerencia de Regulación de Tarifas de Osinerghmin expuso los criterios, metodología y modelos económicos utilizados en la presente regulación tarifaria; así como, el sustento del proyecto de resolución sobre la Fijación de Precios en Barra para el periodo mayo 2025 – abril 2026.

⁷ **Artículo 122°.-** En los casos en que la Comisión haya presentado observaciones a los estudios de costos presentados por el COES o los concesionarios para la fijación tarifaria, y éstas no hayan sido absueltas a satisfacción de la Comisión, corresponderá a la Comisión establecer los valores finales y fijar las tarifas dentro de los márgenes que señalan los Artículos 53° y 71° de la LCE.

La audiencia pública descentralizada se realizó en las ciudades de Trujillo, Cuzco y Lima a través de videoconferencias, así como se transmitió mediante la plataforma virtual Youtube Live. Asimismo, en dicha audiencia pública, los consumidores, las empresas concesionarias, las asociaciones de usuarios y demás personas interesadas en la regulación de los Precios en Barra pudieron dar a conocer sus opiniones y/o comentarios sobre el procedimiento en ejecución y los resultados tarifarios.

Con relación a las opiniones y comentarios realizados durante la audiencia pública, los mismos fueron respondidos en dicha oportunidad y se encuentran registrados (grabados y filmados) de conformidad con lo dispuesto por el numeral 9 de las directivas que rigen la realización de las audiencias.

2.7. Opiniones y Sugerencias de los Interesados

El 25 de marzo de 2025 fue la fecha de cierre para que los interesados en la regulación tarifaria presentaran sus opiniones y sugerencias sobre el Proyecto de Resolución que fija los Precios en Barra para el periodo mayo 2025 – abril 2026.

Al respecto se recibieron, dentro del plazo establecido, las opiniones y sugerencias de los interesados: Concesionaria Transmisora Reque Tumbes S.A.C., Empresa de Generación Eléctrica de Junín S.A.C., Electroperú S.A., Ministerio de Energía y Minas, SUBCOMITÉ del COES, Isa Perú S.A., Red de Energía del Perú S.A., Consorcio Transmantaro S.A., Peruana de Inversiones en Energías Renovables S.A., Orygen Perú S.A.A., Compañía Eléctrica el Platanal S.A., Inland Energy S.A.C., Electro Oriente S.A., Adinelsa, Empresa de Generación Eléctrica Machupicchu S.A., Generación Andina S.A.C., Electro Ucayali S.A., Acciona.org. Perú, Amazonas Energía Solar S.A.C., Engie Energía Perú S.A. y el señor Ronald Gonzales Palma al proyecto de los Precios en Barra, efectuada mediante la Resolución 029; las cuales han sido publicadas en la página Web de Osinergmin.

El análisis de dichas opiniones y sugerencias se realiza en el Anexo V del presente informe.

2.8. Fijación de Precios en Barra

Osinergmin ha tomado en cuenta las opciones y sugerencias recibidas de los interesados respecto del proyecto de resolución que fija los Precios en Barra para el periodo mayo 2025 – abril 2026. Como consecuencia de dicho análisis se ha elaborado el presente informe que contiene el resultado de los estudios realizados.

El Cuadro 2.2 resume los precios determinados luego del análisis efectuado.

Cuadro N° 2.1

TARIFAS	Unidades	Lima		
		Actualizado al 04 de abril de 2025	Fijación Osinergmin	Variación (%)
Precio Promedio de Energía	ctm. S/ /kWh	22,47	16,18	-28,0%
Precio de Potencia	S/ /kW-mes	22,12	21,58	-2,4%
Peaje por Conexión y Transmisión	S/ /kW-mes	40,524	38,885	-4,0%

TARIFAS	Unidades	Lima		
		Actualizado al 04 de abril de 2025	Fijación Osinergmin	Variación (%)
Precio Promedio Total	ctm. S/ /kWh	37,11	30,302	-18,3%

3. Precios Básicos de Energía y Potencia

En las secciones que siguen se explican los procedimientos y resultados obtenidos en el proceso de determinación de los Precios en Barra para el periodo mayo 2025 - abril 2026.

3.1. Procedimientos de Cálculo

Esta sección describe los procedimientos generales y modelos empleados para el cálculo de los precios básicos en el SEIN.

3.1.1 Precio Básico de la Energía

El Precio Básico de la Energía, cuyos criterios y procedimientos de determinación se encuentran establecidos en el RLCE, se calculó a partir de los costos marginales esperados en el sistema de generación para los 36 meses del periodo de análisis, de acuerdo con lo dispuesto en los artículos 47 al 50 de la LCE⁸ para el horizonte

⁸ **Artículo 47°.-** Para la fijación de Precios en Barra, cada COES efectuará los cálculos correspondientes en la siguiente forma:

- a) Proyectará la demanda para los próximos veinticuatro (24) meses y determinará un programa de obras de generación y transmisión factibles de entrar en operación en dicho periodo.
La proyección a que se refiere el párrafo precedente considerará como una constante la oferta y demanda extranjeras sobre la base de datos históricos de las transacciones del último año. El Reglamento de Importación y Exportación de Electricidad (RIEE) establecerá el procedimiento correspondiente.
- b) Determinará el programa de operación que minimice la suma del costo actualizado de operación y el costo de racionamiento para el periodo de estudio, tomando en cuenta: las series hidrológicas históricas, los embalses, los costos de combustible, así como la Tasa de Actualización a que se refiere el artículo 79° de la presente Ley.
El periodo de estudio comprenderá la proyección de veinticuatro (24) meses a que se refiere el inciso a) precedente y los doce (12) meses anteriores al 31 de marzo de cada año. Respecto de estos últimos se considerará la demanda y el programa de obras históricos.
- c) Calculará los Costos Marginales de Corto Plazo esperados de energía del sistema, para los Bloques Horarios que establece la Comisión de Tarifas de Energía, correspondiente al programa de operación a que se refiere el acápite anterior.

comprendido entre el 01 de enero de 2024 y el 31 de diciembre de 2027. Los costos marginales se determinan a partir del programa de operación que minimice la suma del costo actualizado de operación y el costo de racionamiento para el periodo de estudio, tomando en cuenta: las series hidrológicas históricas, los embalses, los costos de combustible, así como la Tasa de Actualización a que se refiere el artículo 79 de la LCE.

El programa de operación se obtiene haciendo uso del modelo PERSEO 2.0 Este modelo de despacho de energía multinodal, permite calcular los costos marginales optimizando la operación del sistema hidrotérmico con múltiples embalses en etapas mensuales; utiliza programación lineal para determinar la estrategia óptima de operación ante diferentes escenarios de hidrología. Los costos marginales se determinan como el promedio de las variables duales asociadas a la restricción de cobertura de la demanda (2024 - 2027) para cada uno de los escenarios hidrológicos.

Para representar el comportamiento de la hidrología, el modelo PERSEO 2.0 utiliza los caudales históricos naturalizados registrados en los diferentes puntos de interés. Para el presente estudio se utilizan los datos de caudales naturales de los últimos 58 años, con información histórica, hasta el año 2023.

La representación de la demanda del sistema se realizó para cada barra, en diagramas de carga mensual de tres bloques, para cada uno de los 36 meses del periodo de estudio. En consecuencia, los costos marginales esperados se calcularon para cada uno de los bloques de la demanda (punta, media y base). A partir de dichos costos marginales, para fines tarifarios, el costo de la energía se resume en sólo dos periodos: punta y fuera de punta (para el periodo fuera de punta se consideran los bloques de media y base).

Para representar la Regulación Primaria de Frecuencia (RPF) asignada a las centrales de generación con potencia mayor a 10 MW, se está considerando el

-
- d) Determinará el Precio Básico de la Energía por Bloques Horarios para el periodo de estudio, como un promedio ponderado de los costos marginales antes calculados y la demanda, debidamente actualizados al 31 de marzo del año correspondiente.
 - e) Determinará el tipo de unidad generadora más económica para suministrar potencia adicional durante las horas de demanda máxima anual del sistema eléctrico y calculará la anualidad de la inversión con la Tasa de Actualización correspondiente fijada en el artículo 79 de la presente Ley.
 - f) Determinará el precio básico de la potencia de punta, según el procedimiento que se establezca en el Reglamento, considerando como límite superior la anualidad obtenida en el inciso anterior.
En caso de que la reserva del sistema sea insuficiente se considerará para este fin un margen adicional, al precio establecido en el párrafo precedente.
 - g) Calculará para cada una de las barras del sistema los factores nodales de energía de acuerdo a lo señalado en el artículo 48°. El factor nodal será igual a 1,00 en la barra en que se fije el Precio Básico de Energía.
 - h) Determinará el Precio de la Potencia de Punta en Barra, para cada una de las barras del sistema, agregando al Precio Básico de la Potencia de Punta los valores unitarios del Peaje de Transmisión y el Peaje por Conexión a que se refiere el artículo 60° de la presente Ley;
 - i) Determinará el Precio de Energía en Barra, para cada una de las barras del sistema, multiplicando el Precio Básico de la Energía nodal correspondiente a cada Bloque Horario por el respectivo factor nodal de energía.

Artículo 48°.- Los factores nodales de energía se calcularán considerando las pérdidas marginales y la capacidad del sistema de transmisión.

Artículo 49°.- En las barras del Sistema Secundario de Transmisión el precio incluirá el correspondiente peaje de dicho sistema.

Artículo 50°.- Todos los costos que se utilicen en los cálculos indicados en el artículo 47° deberán ser expresados a precios vigentes del mes de marzo del año de la fijación.

porcentaje de reserva de 2,5%, para el periodo de avenida en los meses de enero a mayo y diciembre 2025; y 3% para el periodo de estiaje en los meses de junio a noviembre de 2025, conforme la Resolución 194-2024-OS/CD. En el caso del mantenimiento, se establece el programa de mantenimiento mayor de las centrales hidroeléctricas y termoeléctricas.

Se considera, además, las restricciones impuestas por la Resolución Directoral N° 538-2023-ANA-AAA.MAN y Resolución Ministerial N° 0149-98-AG, en el control de los desembalses del lago Junín.

Asimismo, se ha incluido el modelamiento de las centrales que utilizan Recursos Energéticos Renovables (Eólicas y Solares), e hidroeléctricas de menos de 20 MW de capacidad, en base a la información histórica de su forma de operación anual, llevadas a cabo hasta la fecha.

Información más detallada sobre el modelo PERSEO 2.0, sus características, manual de usuario, casos de prueba y datos de las fijaciones tarifarias, se encuentra disponible en el portal del modelo consignado en la página Web de Osinergmin: <https://www.gob.pe/Osinergmin>.

3.1.2 Precio Básico de la Potencia

El Precio Básico de la Potencia, cuyos criterios y procedimientos de cálculo se encuentran definidos en el artículo 126 del RLCE⁹, se determina a partir de una unidad turbogas como la alternativa más económica para abastecer el incremento de la demanda durante las horas de máxima demanda anual. El Precio Básico de

⁹ **Artículo 126°.-** La Anualidad de la Inversión a que se refiere el inciso e) del Artículo 47° de la Ley, así como el Precio Básico de Potencia a que se refiere el inciso f) del Artículo 47° de la Ley, serán determinados según los siguientes criterios y procedimientos:

- a) Procedimiento para determinar el Precio Básico de la Potencia:
 - I) Se determina la Anualidad de la Inversión a que se refiere el inciso e) del Artículo 47° de la Ley, conforme al literal b) del presente artículo. Dicha Anualidad se expresa como costo unitario de capacidad estándar;
 - II) Se determina el Costo Fijo anual de Operación y Mantenimiento estándar, considerando la distribución de los costos comunes entre todas las unidades de la central. Dicho costo se expresa como costo unitario de capacidad estándar;
 - III) El Costo de Capacidad por unidad de potencia estándar, es igual a la suma de los costos unitarios estándares de la Anualidad de la Inversión más la Operación y Mantenimiento definidos en los numerales I) y II) que anteceden;
 - IV) El Costo de Capacidad por unidad de potencia efectiva, es igual al Costo de Capacidad por unidad de potencia estándar por el factor de ubicación. El factor de ubicación es igual al cociente de la potencia estándar entre la potencia efectiva de la unidad;
 - V) Se determina los factores que tomen en cuenta la Tasa de Indisponibilidad Fortuita de la unidad y el Margen de Reserva Firme Objetivo del sistema; y
 - VI) El Precio Básico de la Potencia es igual al Costo definido en el numeral IV) por los factores definidos en el numeral V) que anteceden.
 - b) Procedimiento para determinar la Anualidad de la Inversión:
 - I) La Anualidad de la Inversión es igual al producto de la Inversión por el factor de recuperación de capital obtenido con la Tasa de Actualización fijada en el Artículo 79° de la Ley, y una vida útil de 20 años para el equipo de Generación y de 30 años para el equipo de Conexión.
 - II) El monto de la Inversión será determinado considerando:
 - 1) El costo del equipo que involucre su precio, el flete, los seguros y todos los derechos de importación que les sean aplicables (equivalente a valor DDP de INCOTERMS); y,
 - 2) El costo de instalación y conexión al sistema.
 - III) Para el cálculo se considerarán los tributos aplicables que no generen crédito fiscal.
 - c) La Comisión fijará cada 4 años la Tasa de Indisponibilidad Fortuita de la unidad de punta y el Margen de Reserva Firme Objetivo del sistema, de acuerdo a los criterios de eficiencia económica y seguridad contenidos en la Ley y el Reglamento.
- La Comisión fijará los procedimientos necesarios para la aplicación del presente artículo.

Potencia corresponde a la anualidad de la inversión de la unidad de punta (incluidos los costos de conexión) más sus costos fijos de operación y mantenimiento anual, conforme al Procedimiento para la Determinación del Precio Básico de Potencia, aprobado mediante Resolución N° 260-2004-OS/CD y sus modificatorias. Asimismo, se considera los factores por la Tasa de Indisponibilidad Fortuita de la unidad y el Margen de Reserva Firme Objetivo del Sistema, aprobados mediante la Resolución N° 026-2025-OS/CD, publicada el 28 de febrero de 2025. Mayor detalle sobre este punto se presenta en el Anexo N del presente informe.

3.2. Premisas y Resultados

En este numeral se detalla la previsión de demanda, el programa de obras, los costos variables de operación y el costo de racionamiento que se utilizan para el cálculo de los costos marginales y los precios básicos de potencia y energía. Finalmente, se presenta la integración de precios básicos y peajes de transmisión para constituir los Precios en Barra.

3.2.1 Previsión de Demanda

Para efectuar el pronóstico de la demanda para el periodo 2025 – 2027 se ha tomado en cuenta la propuesta remitida por el SUBCOMITÉ del COES. (ver Anexo A para mayor detalle):

- La demanda vegetativa del periodo 2025 a 2027 ha sido proyectada con el Modelo de Corrección de Errores, conforme a fijaciones tarifarias anteriores.
- Se ha considerado la serie histórica del Producto Bruto Interno (PBI) correspondiente a precios constantes del año 2007, según la publicación disponible del Instituto Nacional de Estadística e Informática- INEI.
- Las tasas de crecimiento del PBI para el periodo 2025 – 2027 han sido tomadas de las Encuestas de Expectativas Macroeconómicas del PBI con fecha de 28.02.2025 realizadas a Analistas Económicos y publicadas por el BCRP.
- En cuanto a las cargas especiales, se ha tenido que actualizar la demanda del año 2024, considerando la información comercial hasta diciembre de ese año. La mayoría de estas cargas corresponden a empresas mineras, entre ellas: Casapalca, Volcán, Sociedad Minera Corona, Cerro Verde, Minera Tintaya, Ares, Yanacocha, Gold Fields, Miski Mayo, Antapaccay, Quellaveco, Hudbay, Mina Justa (Marcobre) y entre otras empresas como Quimpac, Aceros Arequipa, Agroindustrias Paramonga, Inagro-AgroImos, Unión Andina de Cementos, etc.
- Para la proyección 2025-2027, se ha considerado las cargas de 10 proyectos: San Gabriel – Buenaventura, Expansión de Toromocho, Pampas del Pongo, Minera Corocohuayco, Proyecto Ariana, Los Chancas, Unidad Minera Shahuindo, Ampliación Las Bambas, Terminales portuarios Chancay y Chancadora Pebbles que fueron informadas por las empresas mediante cartas, tomadas de la propuesta del SUBCOMITÉ del COES y conforme a información comercial disponible.
- En cuanto a los valores de ventas, tarifa, pérdidas eléctricas y la participación en las ventas (en muy alta, alta y media tensión) correspondientes al año 2024, se ha considerado la información comercial disponible de las empresas eléctricas a diciembre de ese año. Por otro lado, al consumo de energía, se le

ha agregado un porcentaje de pérdidas, a fin de compensar las pérdidas transversales no consideradas en el modelamiento de la red de transmisión.

- Los factores de carga y simultaneidad del año 2024 son los registrados durante ese periodo. Así también, la proyección de demanda 2025-2027 se ha realizado considerando la representatividad del año 2024 como último periodo histórico.

La demanda considerada para el SEIN se resume en el Cuadro N° 3.1. Esta demanda se encuentra a nivel de producción. Para su utilización en el modelo PERSEO 2.0 ha sido necesario desagregarla en las barras en las cuales se representa el SEIN.

Cuadro N° 3.1
Proyección de Demanda
Período 2025-2027

Año	Máx. Demanda MW	Consumo Anual GWh	F.C. %	Tasa de Crecimiento	
				Potencia	Energía
2025	8 085	62 320	88,0%	3,7%	3,8%
2026	8 362	64 574	88,2%	3,4%	3,6%
2027	8 663	66 954	88,2%	3,6%	3,7%

3.2.2 Programa de Obras

El programa de obras es el equipamiento que comprende los equipos de generación y transmisión y sus fechas esperadas de puesta en servicio dentro del periodo de estudio a que se refiere el literal b) del artículo 47 de la LCE. Dicho periodo de estudio se extiende a los 24 meses posteriores, y los 12 meses previos, al 31 de marzo del año de la fijación.

En este sentido, la LCE dispone que para efectos de los 12 meses previos se considere el programa de obras histórico; en tanto que, para los 24 meses posteriores se considere las obras de generación y transmisión factibles de entrar en operación en dicho periodo. Para ello Osinergmin presta especial atención al mantenimiento del equilibrio entre la oferta y la demanda, orientado al reconocimiento de costos de eficiencia y a la estructuración de los mismos, de manera que promuevan la eficiencia del sector.

Adicionalmente, en el plan de obras de generación se han incluido los proyectos de energía renovables que fueron adjudicados en los procesos de subastas de generación eléctrica con RER, conforme se detalla en el Anexo D. De este modo, el programa de obras de generación en el SEIN que se emplea para la presente fijación tarifaria se muestra en el Cuadro N° 3.2.

Cuadro N° 3.2

Proyectos de Generación (Periodo 2025 – 2027)

Proyecto	Potencia (MW)	Fecha de Ingreso
C.H. Centauro I – III	9,90	Jun-2025
C.S. San Martín	252,40	Jun-2025
C.H. San Gabán III	209,30	Ago-2025
C.S. Sunny	204,00	Dic-2025
C.H. Anashironi	20,00	Ene-2026
C.S. Illa	396,00	Jul-2026
C.S. Wayra Solar	94,22	Ago-2026
C.S. Expansión Intipampa	51,70	Dic-2026
C.S. Characato	30,00	Mar-2027
C.E. Caraveli	218,30	Mar-2027
C.S. Solimana	250,00	Ago-2027
C.S. Hanaqpampa	300,10	Set-2027
C.E. Morrope	224,00	Oct-2027
C.E. Guarango	330,00	Nov-2027
C.S. Lupi	181,20	Dic-2027

Respecto al plan de obras del sistema de transmisión, lo propuesto por el Subcomité de Transmisión del COES se ha consolidado con los aprobados en los Planes de Transmisión, previstos para entrar en operación comercial dentro de los 24 meses posteriores, así también con aquellos que se encuentran en ejecución o están programados para que ingresen dentro del periodo de simulación con el modelo PERSEO 2.0, tal como se muestra en el Cuadro N° 3.3.

Cuadro N° 3.3

Proyectos de Transmisión (Periodo 2025 – 2027)

Fecha de Ingreso	Proyecto
Abr-25	Enlace 220 kV Chilca REP-Independencia (Tercer Circuito)
May-25	Enlace 500 kV La Niña – Piura
Jun-25	Enlace 220 kV Pariñas – Nueva Tumbes
Jun-25	S.E. Nueva Tumbes 220/60 kV – 75 MVA
Jul-25	Ampliación SE Poroma 500/220 kV (2do transformador)
Jul-25	Ampliación SE Montalvo 500/220 kV (2do transformador)
Ene-26	Conexiones en 220 kV a Subestación Pariñas
Abr-26	Enlace 220 kV Reque-Nueva Carhuaquero
Abr-26	SE Nueva Carhuaquero 220 kV
Oct-26	ITC SE Lambayeque Norte 220 kV seccionando LT 220 kV Chiclayo Oeste – La Niña/Felam
Nov-26	L.T. 220 kV Tingo María – Aguaytía (2da terna)
Ene-27	Repotenciación L.T. 220 kV Huanza – Carabayllo 250 MVA
Jul-27	Enlace 220 kV Ica – Poroma
Set-27	ITC Enlace 220 kV Cáclis – Jaén Norte
Oct-27	Enlace 500 kV San José – Yarabamba

En el Cuadro N° 3.4 se presenta información de las principales características de las centrales hidroeléctricas que actualmente operan en el SEIN; mientras que, en el Cuadro N° 3.5 se presenta la capacidad, combustible utilizado y rendimiento de las centrales termoeléctricas existentes del SEIN. Finalmente, en el Cuadro N° 3.6 se

presenta la relación de las centrales con recurso energéticos renovables que operan en el SEIN.

Cuadro N° 3.4

Centrales Hidroeléctricas Existentes

Central	Potencia Efectiva MW (1)	Energía 2024 GWh	Factor de Planta 2024	Caudal Turbinable m3/seg	Rendimiento kWh/m3
C.H. Cahua	45,4	272,40	68,3%	24,31	0,519
C.H. Cañón del Pato	265,6	1 528,34	65,5%	75,58	0,976
C.H. Carhuaquero	94,5	450,42	54,2%	21,06	1,246
C.H. Carhuaquero IV	10,0	71,38	81,2%	2,56	1,085
C.H. Caña Brava	5,7	27,99	55,9%	19,39	0,082
C.H. Mantaro	678,7	5 261,79	88,2%	106,00	1,779
C.H. Restitución	226,4	1 681,62	84,5%	105,56	0,596
C.H. Callahuanca	84,4	595,69	80,3%	24,70	0,949
C.H. Huampaní	30,9	220,59	81,2%	21,19	0,405
C.H. Huinco	277,9	1 297,65	53,1%	27,17	2,841
C.H. Matucana	137,0	922,15	76,6%	15,84	2,402
C.H. Moyopampa	69,2	549,96	90,4%	19,32	0,995
C.H. Yanango	43,1	214,73	56,7%	20,03	0,598
C.H. Chimay	152,3	770,18	57,5%	90,20	0,469
C.H. Malpaso	48,5	243,89	57,2%	80,39	0,168
C.H. Oroya	9,1	53,62	67,0%	6,56	0,385
C.H. Pachachaca	9,9	37,79	46,7%	6,85	0,404
C.H. Yaupi	113,7	784,51	78,5%	29,05	1,087
C.H. Gallito Ciego	35,3	135,18	43,5%	41,11	0,239
C.H. Pariac	4,8	22,98	54,5%	2,70	0,494
C.H. Huanchor	19,8	157,46	90,5%	10,93	0,503
C.H. Misapuquio	3,9	24,12	70,3%	2,16	0,502
C.H. Huayllacho	0,2	0,80	45,6%	0,16	0,347
C.H. Yuncán	136,7	789,10	65,7%	29,91	1,27
C.H. Quitaracsa	116,9	457,33	41,3%	15,49	2,097
C.H. Santa Rosa I	1,12	5,98	60,8%	5,75	0,054
C.H. Santa Rosa II	1,63	10,51	73,3%	4,68	0,097
C.H. Poechos II (2)	9,6	40,91	48,5%	60,91	0,044
C.H. Charcaní I	1,6	12,40	88,1%	10,24	0,043
C.H. Charcaní II	0,6	4,48	100,0%	6,16	0,027
C.H. Charcaní III	4,7	36,41	88,1%	10,10	0,129
C.H. Charcaní IV	15,4	94,68	69,9%	15,04	0,284
C.H. Charcaní V	146,6	697,40	54,1%	26,20	1,554
C.H. Charcaní VI	8,9	39,34	50,3%	14,97	0,165
C.H. Aricota I	22,1	60,95	31,3%	4,54	1,352
C.H. Machupicchu	168,8	1252,22	84,4%	55,83	0,84
C.H. San Gabán	115,7	764,20	75,1%	19,88	1,617
C.H. La Joya (2)	9,1	49,00	61,2%	8,95	0,282
C.H. Santa Cruz I (2)	6,6	37,46	64,6%	6,54	0,28
C.H. Santa Cruz II (2)	6,5	39,24	68,7%	6,27	0,288
C.H. Roncador (2)	3,7	23,81	73,6%	8,64	0,118
C.H. Platanal	227,1	1188,38	59,5%	40,70	1,55
C.H. Marañón	19,9	130,66	74,7%	26,41	0,209
C.H. Purmacana (2)	1,8	2,08	13,1%	2,14	0,234
C.H. Huasahuasi I (2)	9,9	44,94	51,6%	6,49	0,424
C.H. Huasahuasi II (2)	10,0	47,97	54,6%	6,54	0,425
C.H. Yanapampa (2)	3,9	24,72	72,1%	19,87	0,055
C.H. Nuevo Imperial (2)	4,0	27,92	79,4%	7,46	0,149
C.H. Pizarra (2)	19,2	85,30	50,5%	22,97	0,232
C.H. Huanza	98,3	462,67	53,5%	16,32	1,673
C.H. Runatullo III (2)	20,0	109,50	62,3%	5,51	1,008
C.H. Runatullo II (2)	20,0	96,60	54,9%	7,17	0,775
C.H. Canchayllo (2)	5,2	31,37	68,6%	6,69	0,216
C.H. Cheves	179,6	885,00	56,0%	34,34	1,453
C.H. Santa Teresa	89,9	617,28	78,1%	53,07	0,471

Central	Potencia Efectiva MW ⁽¹⁾	Energía 2024 GWh	Factor de Planta 2024	Caudal Turbinable m3/seg	Rendimiento kWh/m3
C.H. Cerro del Águila	582,5	3429,53	67,0%	242,77	0,667
C.H. MCH. Cerro del Águila	10,8	51,31	54,0%	20,40	0,147
C.H. Chancay (2)	20,3	161,1	90,3%	3,48	1,62
C.H. Rucuy (2)	20,3	132,81	74,4%	3,48	1,62
C.H. Potrero (2)	20,2	97,25	54,8%	18,40	0,305
C.H. Yarucaya (2)	18,1	137,50	86,4%	13,48	0,373
C.H. Chaglla	470,4	2010,88	48,6%	148,37	0,881
C.H. PCH. Chaglla	6,4	53,78	95,6%	3,68	0,483
C.H. Renovandes HI (2)	20,9	163,10	88,8%	7,57	0,767
C.H. Her I (2)	0,7	4,67	75,8%	18,27	0,011
C.H. Angel I (2)	20,1	99,47	56,3%	8,15	0,685
C.H. Angel II (2)	20,0	105,62	60,1%	8,12	0,684
C.H. Angel III (2)	20,1	104,57	59,2%	8,19	0,682
C.H. Carhuac (2)	20,4	126,52	70,6%	14,19	0,399
C.H. El Carmen (2)	8,6	43,20	57,1%	4,35	0,549
C.H. 8 de Agosto (2)	20,6	108,20	59,7%	17,55	0,326
C.H. Manta (2)	20,8	90,91	49,7%	6,00	0,963
C.H. La Virgen	84,0	384,62	52,1%	28,58	0,816
C.H. Huallin	2,0	10,87	90,7%	2,00	0,278
Total	5 238,6 ⁽³⁾	30 811,00	65,8%		

Notas:

- (1) Potencias Efectivas actualizadas al 31.03.2025
- (2) Central hidroeléctrica adjudicada de subasta RER.
- (3) Adicionalmente la C.H. Aricota II ingresó en Operación Comercial a finales de enero 2025 con 12,2 MW, y la C.H. Tupuri ingreso a finales de febrero 2025 con 2,15 MW.

Cuadro N° 3.5

Centrales Termoeléctricas Existentes

Central	Potencia Efectiva MW	Combustible	Consumo Específico Und. /kWh
Turbo Gas Natural Malacas TG6	49,6	Gas Natural	9,906
Turbo Gas Natural Malacas 4 A	91,6	Gas Natural	11,154
Turbo Gas Natural Oquendo	32,2	Gas Natural	9,800
Turbo Gas Natural Santa Rosa UTI-6	53,7	Gas Natural	12,681
Turbo Gas Natural Santa Rosa UTI-5	47,9	Gas Natural	12,890
Turbo Gas Natural Santa Rosa TG7	108,6	Gas Natural	11,341
Turbo Vapor de Shougesa	61,8	Residual 500	0,330
G. Diesel Shougesa	1,1	Diesel B5 S-50	0,232
Turbo Gas Natural Aguaytía TG1	89,5	Gas Natural	11,596
Turbo Gas Natural Aguaytía TG2	89,9	Gas Natural	11,466
G. Diesel Tumbes	17,3	Diesel B5 S-50	0,180
Turbo Gas Natural CC TG3 Ventanilla (sin fuego adicional)	223,4	Gas Natural	7,129
Turbo Gas Natural CC TG3 Ventanilla (con fuego adicional)	13,6	Gas Natural	7,193
Turbo Gas Natural CC TG4 Ventanilla (sin fuego adicional)	225,9	Gas Natural	7,110
Turbo Gas Natural CC TG4 Ventanilla (con fuego adicional)	13,2	Gas Natural	7,144
Turbo Gas Natural Santa Rosa TG8	191,2	Gas Natural	10,213
Turbo Gas Natural Las Flores (CC)	321,8	Gas Natural	6,527
Chilina GD N° 1 y N° 2	10,3	Diesel B5 S-50	0,222
Chilina TG	12,2	Diesel B5 S-50	0,360
Mollendo I GD	24,5	Diesel B5 S-50	0,202
Turbo Gas Natural Independencia GD - GN (Ex Calana GD)	23,1	Gas Natural	8,870
Turbo Gas Natural Santo Domingo Olleros (CC)	297,3	Gas Natural	6,991
Turbo Gas Natural CC TG1 Kallpa	285,9	Gas Natural	6,992
Turbo Gas Natural CC TG2 Kallpa	302,3	Gas Natural	6,941
Turbo Gas Natural CC TG3 Kallpa	308,1	Gas Natural	6,797
Turbo Gas Natural CC TG11 Fenix	285,7	Gas Natural	6,716
Turbo Gas Natural CC TG12 Fenix	286,3	Gas Natural	6,699
Turbo Gas Natural CC TG1 Chilca I	259,2	Gas Natural	6,883
Turbo Gas Natural CC TG2 Chilca I	254,9	Gas Natural	6,596

Central	Potencia Efectiva MW	Combustible	Consumo Específico Und. /kWh
Turbo Gas Natural CC TG3 Chilca I	289,2	Gas Natural	6,912
Turbo Gas Natural CC Chilca 2 TG41	110,5	Gas Natural	7,170
Reserva Fria Talara (Malacas-TG5)	184,9	Diesel B5 S-50	0,231
Reserva Fria Puerto Eten	225,1	Diesel B5 S-50	0,237
NEPI	618,6	Diesel B5 S-50	0,230
Reserva Fria Ilo	502,8	Diesel B5 S-50	0,230
Reserva Fria Pucallpa	44,1	Diesel B5	0,260
Reserva Fria Puerto Maldonado	17,4	Diesel B5 S-50	0,254
Puerto Bravo	723,4	Diesel B5 S-50	0,234
Recka TGI	179,4	Diesel B5 S-50	0,240
Total	6877,4		

Notas:

GD: Grupo Diesel

TV: Turbina a vapor

TG: Turbugas operando con Gas Natural, Diesel B5 o B5 S-50

Und.: Kg. para el Diesel B5 o B5 S-50, Residual y Carbón. MBTU para el Gas Natural

Cuadro N° 3.6

Centrales RER en Operación Comercial

Central	Propietario	Fuente de Energía	Potencia MW	Energía Anual Adjudicada GWh
C.T. Cogeneración Paramonga I	Agro Industrial Paramonga S.A.A.	Biomasa	14,73	97,75
C.T. Huaycoloro	Petramas S.A.C.	Biomasa	4,45	28,30
C.T. Biomasa La Gringa V	Petramas S.A.C.	Biomasa	2,92	14,02
C.T. Doña Catalina	Petramas S.A.C.	Biomasa	1,93	14,50
C.T. Callao	Petramas S.A.C.	Biomasa	1,96	14,50
C.S. Repartición Solar 20T	Repartición Arcus S.A.C.	Solar	20	37,44
C.S. Majes Solar 20T	Majes Arcus S.A.C.	Solar	20	37,63
C.S. Tacna Solar 20T	Tacna Solar S.A.C.	Solar	20	47,20
C.S. Panamericana Solar 20TS	Panamericana Solar S.A.C.	Solar	20	50,68
C.S. Moquegua FV	Moquegua FV S.A.C.	Solar	16	43,00
C.E. Marcona	Parque Eólico Marcona S.A.C.	Eólica	32	148,38
C.E. Talara	Energía Eólica S.A.	Eólica	30,86	119,67
C.E. Cupisnique	Energía Eólica S.A.	Eólica	83,15	302,95
C.E. Tres Hermanas	Parque Eólico Tres Hermanas S.A.C.	Eólica	97,15	415,76
C.S. Rubí	Orygen Perú S.A.A.	Solar	144,48	415,00
C.S. Intipampa	Engie Energía Perú S.A.	Solar	44,54	108,40
C.E. Wayra I	Orygen Perú S.A.A.	Eólica	132,3	573,00
C.E. Dunas (*)	GR Taruca S.A.C.	Eólica	18,37	81,00
C.E. Huambos (*)	GR Paino S.A.C.	Eólica	18,37	84,60
C.T. Maple (**)	Agroaurora S.A.C.	Biomasa	20,69	-
C.T. San Jacinto (**)	Agroindustrias San Jacinto S.A.	Biomasa	8,32	-
C.T. Caña Brava (**)	Bioenergía del Chira S.A.	Biomasa	11,59	-
C.S. Yarucaya (**)	Colca Solar S.A.C.	Solar	1,29	-
C.E. Punta Lomitas (**)	Engie Energía Perú S.A.	Eólica	260	-
C.E. Expansión Punta Lomitas (**)	Engie Energía Perú S.A.	Eólica	36,4	-
C.S. Carhuaquero (**)	Kondu S.A.C.	Solar	0,55	-
C.S. Clemesí (**)	Orygen Perú S.A.A.	Solar	114,93	-
C.E. San Juan (**)	Energía Renovable del Sur S.A.	Eólica	135,7	-
C.E. Wayra Extensión (**)	Orygen Perú S.A.A.	Eólica	177	-
C.S. Matarani (**)	GR Cortarrama S.A.C.	Solar	80	-
Total			1569,68	2 663,8

Notas:

(1) Mediante los Oficios N° 318-2021-MINEM/DGE y 320-2021-MINEM/DGE, se informó que dicho Ministerio decidió resolver los Contratos RER suscritos.

(2) No corresponde a Subastas RER.

3.2.3 Costos Variables de Operación (CVT)

Los costos marginales se calculan a partir de los costos variables relacionados directamente con la energía producida por cada unidad termoeléctrica.

Los costos variables se descomponen en Costos Variables Combustible (CVC) y Costos Variables No Combustible (CVNC).

El CVC representa el costo asociado directamente al consumo de combustible de la unidad termoeléctrica para producir una unidad de energía. El Costo Variable No Combustible (CVNC) representa el costo no asociado directamente al combustible, en el cual incurre la unidad termoeléctrica por cada unidad de energía que produce.

De otro lado, en aplicación del artículo 10¹⁰ del Reglamento de Cogeneración, aprobado mediante Decreto Supremo N° 037-2006-EM, se ha procedido a modelar a las centrales de Cogeneración Calificadas con una oferta constante.

3.2.3.1 Precios de los Combustibles líquidos

En lo relativo al CVC, el precio que se utiliza para los combustibles líquidos (Diésel N° 2¹¹, Residual N° 6 y Residual N° 500) considera la alternativa de abastecimiento en el mercado peruano, incluido el flete de transporte local hasta la central de generación correspondiente.

Con base en lo establecido en el artículo 124 del RLCE¹², en el modelo de simulación de la operación de las centrales generadoras se considera como precios de combustibles líquidos los fijados por PetroPerú S.A. para generación eléctrica en sus diversas plantas de ventas en el ámbito nacional, siempre y cuando no supere los precios de referencia ponderados que publique Osinergmin.

Los precios de referencia se determinan conforme a lo dispuesto en el “Procedimiento para la Determinación de los Precios de Referencia de Energéticos usados en Generación Eléctrica”, aprobado por Resolución N° 062-2005-OS/CD.

El Cuadro N° 3.7 presenta los precios de PetroPerú S.A. para combustibles líquidos en la ciudad de Lima¹³ (Planta Callao); así como, en las Plantas Mollendo e Ilo, al 31

¹⁰ **Artículo 10°.- Oferta de Cogeneración en el cálculo de Precios en Barra**

Para el cálculo de las Precios en Barra, la oferta de las Centrales de Cogeneración Calificadas será proyectada como una constante que será igual a los valores históricos de producción de potencia y energía registrados de cada Central en el último año. Para la simulación del despacho se considerará los criterios establecidos en los numerales 7.1 y 7.2 del Artículo 7°.

¹¹ En este informe deberá entenderse que la referencia al combustible Diesel N° 2 corresponde indistintamente también a la denominación Diesel B5 o B5-S50, que publica PetroPerú S.A.

¹² **Artículo 124°.** El programa de operación a que se refiere el inciso b) del Artículo 47° de la Ley, se determinará considerando los siguientes aspectos:

a) ...

c) El costo de los combustibles será determinado utilizando los precios y condiciones que se señalan en el Artículo 50° de la Ley y se tomará los precios del mercado interno. Para el caso de los combustibles líquidos se tomará el que resulte menor entre el precio del mercado interno y el precio de referencia ponderado que publique Osinergmin; para los sistemas aislados sólo se tomará el precio del mercado interno. Para el caso del carbón, el precio de referencia de importación que publique OSINERGMIN será considerado como precio del mercado interno. Asimismo, los criterios señalados serán aplicados en las fórmulas de reajuste correspondientes.

¹³ Desde noviembre 2015, se tiene que PetroPerú S.A. no se está publicando el precio de combustibles de Residual 500 y Residual 6 para la planta Callao, por lo que no se está considerando en la presente regulación.

de marzo de 2025 según lo establecido en el artículo 50 de la LCE. También, se presenta el Impuesto Selectivo al Consumo de los combustibles Residual 6, Residual 500 y Diésel B5 o B5-S50.

Cuadro N° 3.7

PRECIOS DE COMBUSTIBLES LÍQUIDOS (Precio de Lista - Petroperú)						
Planta	Tipo de Combustible	Precio Vigente				Densidad kg / Gln
		S/. / Gln	USD / Gln	USD / Barril	USD / Ton	
Callao	Diésel B5 S-50	10,92	2,97	124,73	914,4	3,248
	Residual 6	n/d	n/d	n/d	n/d	3,612
	Residual 500	n/d	n/d	n/d	n/d	3,675
Mollendo	Diésel B5 S-50	11,49	3,12	131,24	962,1	3,248
	Residual 500	7,87	2,14	89,84	582,0	3,675
Ilo	Diésel B5	11,64	3,17	132,96	974,6	3,248

n/d: No hay Datos

Tipo de Cambio	S/. /USD	3,677
ISC DB5	S/. /Galon	1,700
ISC DB5S50	S/. /Galon	1,490
ISC R6	S/. /Galon	0,920
ISC R500	S/. /Galon	1,000

Fuente Petroperu: Precios al 31 de Marzo de 2025

El Cuadro N° 3.8 presenta los precios de referencia ponderados de Osinergmin para combustibles líquidos en la ciudad de Lima (Planta Callao); así como, en las Plantas Mollendo e Ilo, al 31 de marzo de 2025.

Cuadro N° 3.8

PRECIOS DE COMBUSTIBLES LÍQUIDOS (Precios de referencia ponderados)						
Planta	Tipo de Combustible	Precio Vigente				Densidad kg / Gln
		S/. / Gln	USD / Gln	USD / Barril	USD / Ton	
Callao	Diésel B5 S-50	8,93	2,43	102,00	747,7	3,248
	Residual N° 6	6,53	1,78	74,59	491,7	3,612
	Residual 500	6,42	1,75	73,33	475,1	3,675
Mollendo	Diésel B5 S-50	9,37	2,55	107,03	784,6	3,248
	Residual 500	6,80	1,85	77,67	503,2	3,675
Ilo	Diésel B5	9,37	2,55	107,03	784,6	3,248

Tipo de Cambio	S/. /USD	3,677
ISC DB5	S/. /Galon	1,700
ISC DB5S50	S/. /Galon	1,490
ISC R6	S/. /Galon	0,920
ISC R500	S/. /Galon	1,000

Fuente OSINERGMIN: Precios al 31 de Marzo de 2025

En aplicación del artículo 124 del RLCE, se compararon los precios locales del combustible (precios de PetroPerú S.A.) y los precios de referencia ponderados de Osinergmin, resultando que, para fines de la presente regulación, se considere los precios que se presentan en el Cuadro N° 3.9.

Cuadro N° 3.9

PRECIOS DE COMBUSTIBLES LÍQUIDOS (Precios Comparados)						
Planta	Tipo de Combustible	Precio Vigente				Densidad kg / Gln
		S/. / Gln	USD / Gln	USD / Barril	USD / Ton	
Callao	Diésel B5 S-50	8,93	2,43	102,00	747,7	3,248
	Residual N° 6	6,53	1,78	74,59	491,7	3,612
	Residual N° 500	6,42	1,75	73,33	475,1	3,675
Mollendo	Diésel B5 S-50	9,37	2,55	107,03	784,6	3,248
	Residual N° 500	6,80	1,85	77,67	503,2	3,675
Ilo	Diésel B5	9,37	2,55	107,03	784,6	3,248

Tipo de Cambio	S/. /USD	3,677
ISC DB5	S/. /Galon	1,700
ISC DB5S50	S/. /Galon	1,490
ISC R6	S/. /Galon	0,920
ISC R500	S/. /Galon	1,000

Precios al 31 de Marzo de 2025

Finalmente, a los valores resultantes, cuando corresponda, se les agrega el Impuesto Selectivo al Consumo que grave al combustible debido a que no genera crédito fiscal.

3.2.3.2 Precio del Gas Natural

De acuerdo al artículo 124 del RLCE, los precios del combustible deben ser aquellos precios que corresponden al mercado interno. No obstante, mediante la Resolución Directoral N° 038-98-EM/DGE, del 25 de noviembre de 1998, se precisó que, para la fijación de las tarifas de energía en barra, los costos variables de operación de las centrales de generación termoeléctrica que utilizan como combustible el gas natural serán establecidos por Osinergmin.

Complementariamente, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 6 del Decreto Supremo N° 016-2000-EM, y sus modificatorias, se tomará como precio del mercado interno para los fines a que se refiere el inciso c) del artículo 124 del RLCE, lo siguiente:

1. Para las centrales que operen con gas natural de Camisea, el precio a considerar debe ser determinado tomando como referencia el precio efectivamente pagado del gas de Camisea más el noventa por ciento del costo del transporte y de la distribución, según corresponda.
2. Para centrales que utilicen gas natural procedente de otras fuentes distintas a Camisea, el precio a considerar será el precio que se obtenga como resultado del Procedimiento Técnico del COES N° 31, teniendo como límite superior aquél que resulte del "Procedimiento para la Determinación del Precio Límite Superior del gas natural para el Cálculo de las Precios en Barra" establecido por Osinergmin.

Conforme se detalla en el Anexo C, los precios de gas natural a utilizarse en la presente regulación para las centrales termoeléctricas de Aguaytía, Malacas TG4, Malacas TG5, y Malacas TG6 fueron de 3,8262; 2,9035; 2,5506; y 2,8886 USD/MMBTU, respectivamente. Dichos precios, debidamente actualizados con información al 31 de marzo de 2025, resultan ser los mismos, a excepción de la C.T. Aguaytía al superar el precio límite. Cabe mencionar que, el precio referencial para la C.T. Oquendo es 3,8812 USD/MMBTU; sin embargo, al ser una central de Cogeneración Calificada, y en aplicación del Reglamento de Cogeneración, aprobado mediante Decreto Supremo N° 037-2006-EM, corresponde considerarla con una oferta constante y un costo de combustible de cero (0) para efectos del modelo.

3.2.3.3 Otros costos en el precio de los combustibles líquidos

Los precios de los combustibles puestos en cada central se calculan tomando en cuenta el precio del combustible en el respectivo punto de compra, el flete, el tratamiento del combustible y los stocks (almacenamiento) para cada central eléctrica. En este sentido, es posible tomar como referencia la información del Cuadro N° 3.9 y calcular un valor denominado "Otros" para relacionar el precio del combustible en cada central. Este resultado se muestra en el Cuadro N° 3.10.

Cuadro N° 3.10. Precios de Combustibles

Central	Combustible	Precio
Turbo Gas Natural Malacas TG6	Gas Natural	2,8886
Turbo Gas Natural Malacas 4 A	Gas Natural	2,9035
Turbo Gas Natural Oquendo	Gas Natural	3,8812
Turbo Gas Natural Santa Rosa UTI-6	Gas Natural	3,8474
Turbo Gas Natural Santa Rosa UTI-5	Gas Natural	3,8474
Turbo Gas Natural Santa Rosa TG7	Gas Natural	3,8474
Turbo Vapor de Shougesa	Residual 500	550,24
G. Diesel Shougesa	Diesel B5 S-50	874,31
Turbo Gas Natural Aguaytía TG1	Gas Natural	3,8262
Turbo Gas Natural Aguaytía TG2	Gas Natural	3,8262
G. Diesel Tumbes	Diesel B5 S-50	932,57
Turbo Gas Natural CC TG3 Ventanilla (sin fuego adicional)	Gas Natural	3,8256
Turbo Gas Natural CC TG3 Ventanilla (con fuego adicional)	Gas Natural	3,8256
Turbo Gas Natural CC TG4 Ventanilla (sin fuego adicional)	Gas Natural	3,8256
Turbo Gas Natural CC TG4 Ventanilla (con fuego adicional)	Gas Natural	3,8256
Turbo Gas Natural Santa Rosa TG8	Gas Natural	3,8792
Turbo Gas Natural Las Flores (CC)	Gas Natural	3,825
Chilina GD N° 1 y N° 2	Diesel B5 S-50	934,58
Chilina TG	Diesel B5 S-50	934,58
Mollendo I GD	Diesel B5 S-50	919,56
Turbo Gas Natural Independencia GD - GN (Ex Calana GD)	Gas Natural	3,3422
Turbo Gas Natural Santo Domingo Olleros (CC)	Gas Natural	3,8265
Turbo Gas Natural CC TG1 Kallpa	Gas Natural	3,8244
Turbo Gas Natural CC TG2 Kallpa	Gas Natural	3,8244
Turbo Gas Natural CC TG3 Kallpa	Gas Natural	3,8244
Turbo Gas Natural CC TG11 Fenix	Gas Natural	3,8265
Turbo Gas Natural CC TG12 Fenix	Gas Natural	3,8265
Turbo Gas Natural CC TG1 Chilca I	Gas Natural	3,8285
Turbo Gas Natural CC TG2 Chilca I	Gas Natural	3,8285
Turbo Gas Natural CC TG3 Chilca I	Gas Natural	3,8285
Turbo Gas Natural CC Chilca 2 TG41	Gas Natural	3,8285
Reserva Fria Talara (Malacas-TG5)	Diesel B5 S-50	888,67
Reserva Fria Puerto Eten	Diesel B5 S-50	901,40
NEPI	Diesel B5 S-50	920,46
Reserva Fria Ilo	Diesel B5 S-50	926,02
Reserva Fria Pucallpa	Diesel B5	872,71
Reserva Fria Puerto Maldonado	Diesel B5 S-50	912,93
Puerto Bravo	Diesel B5 S-50	911,31
Recka TG1	Diesel B5 S-50	905,37

Nota:

- (1) El Precio del Diesel B5 o B5 S-50, Residual N° 6, Residual N° 500 y Carbón está expresado en USD/Ton.
- (2) El Precio del Gas Natural está expresado en USD/MMBTU.
- (3): Se incluye el ISC para los combustibles Diesel B5 o B5 S-50, Residual N° 6 y Residual N° 500

Con los precios anteriores y los consumos específicos del Cuadro N° 3.5 se determinan los costos variables totales de cada unidad generadora como se muestra en el Cuadro N° 3.11.

Cuadro N° 3.11. Costos Variables de Operación

Central	Consumo Específico Unid/MWh	Costo del Combustible USD/Unid	CVC USD/MWh	CVNC USD/MWh	CVT USD/MWh
Turbo Gas Natural Malacas TG6	9,906	2,8886	28,62	0,173	28,79
Turbo Gas Natural Malacas 4 A	11,154	2,9035	32,39	1,499	33,88
Turbo Gas Natural Oquendo	9,800	3,8812	38,04	4,467	42,50
Turbo Gas Natural Santa Rosa UTI-6	12,681	3,8474	48,79	7,895	56,69
Turbo Gas Natural Santa Rosa UTI-5	12,890	3,8474	49,59	6,891	56,48
Turbo Gas Natural Santa Rosa TG7	11,341	3,8474	43,63	4,405	48,04
Turbo Vapor de Shougesa	0,330	550,2420	181,84	3,052	184,90
G. Diesel Shougesa	0,232	874,3146	203,19	2,251	205,45
Turbo Gas Natural Aguaytía TG1	11,596	3,8262	44,37	0,048	44,42
Turbo Gas Natural Aguaytía TG2	11,466	3,8262	43,87	1,525	45,40
G. Diesel Tumbes	0,180	932,5717	168,02	5,994	174,01
Turbo Gas Natural CC TG3 Ventanilla (sin fuego adicional)	7,129	3,8256	27,27	1,062	28,33
Turbo Gas Natural CC TG3 Ventanilla (con fuego adicional)	7,193	3,8256	27,52	1,038	28,55
Turbo Gas Natural CC TG4 Ventanilla (sin fuego adicional)	7,110	3,8256	27,20	1,047	28,25
Turbo Gas Natural CC TG4 Ventanilla (con fuego adicional)	7,144	3,8256	27,33	1,027	28,36
Turbo Gas Natural Santa Rosa TG8	10,213	3,8792	39,62	2,335	41,95
Turbo Gas Natural Las Flores (CC)	6,527	3,8249	24,97	1,005	25,97
Chilina GD N° 1 y N° 2	0,222	934,5827	207,89	3,810	211,70
Chilina TG	0,360	934,5827	336,05	17,445	353,50
Mollendo I GD	0,202	919,5588	185,45	2,025	187,47
Turbo Gas Natural Independencia GD - GN (Ex Calana GD)	8,870	3,3422	29,64	3,517	33,16
Turbo Gas Natural Santo Domingo Olleros (CC)	6,991	3,8265	26,75	1,438	28,19
Turbo Gas Natural CC TG1 Kallpa	6,992	3,8244	26,74	1,116	27,85
Turbo Gas Natural CC TG2 Kallpa	6,941	3,8244	26,54	0,932	27,48
Turbo Gas Natural CC TG3 Kallpa	6,797	3,8244	25,99	0,937	26,93
Turbo Gas Natural CC TG11 Fenix	6,716	3,8265	25,70	1,106	26,81
Turbo Gas Natural CC TG12 Fenix	6,699	3,8265	25,63	1,131	26,76
Turbo Gas Natural CC TG1 Chilca I	6,883	3,8285	26,35	1,473	27,83
Turbo Gas Natural CC TG2 Chilca I	6,596	3,8285	25,25	1,536	26,79
Turbo Gas Natural CC TG3 Chilca I	6,912	3,8285	26,46	1,046	27,51
Turbo Gas Natural CC Chilca 2 TG41	7,170	3,8285	27,45	1,555	29,00
Reserva Fria Talara (Malacas-TG5)	0,231	888,6728	205,36	4,000	209,36
Reserva Fria Puerto Eten	0,237	901,4045	213,95	4,000	217,95
NEPI	0,230	920,4587	211,68	2,231	213,91
Reserva Fria Ilo	0,230	926,0151	213,40	4,000	217,40
Reserva Fria Pucallpa	0,260	872,7055	227,12	21,787	248,90
Reserva Fria Puerto Maldonado	0,254	912,9319	231,84	21,640	253,48
Puerto Bravo	0,234	911,3077	213,06	6,713	219,77
Recka TG1	0,240	905,3670	217,13	4,000	221,13

NOTAS:**Consumo Específico:** Combustibles Líquidos = Ton/MWh; Gas Natural = MMBtu/MWh.**Costo del Combustible:** Combustibles Líquidos = USD/Ton; Gas Natural = USD/MMBtu.

3.2.4 Canon del Agua

Se ha considerado la retribución única al Estado por el uso del agua para generación hidroeléctrica que establece el artículo 107 de la LCE y el artículo 214 de RLCE¹⁴, cuyo monto es de 2,31 S//MWh, conforme al valor vigente del 1% del Precio

¹⁴ **Artículo 107°.-** Los concesionarios y empresas dedicadas a la actividad de generación, con arreglo a las disposiciones de la presente Ley, que utilicen la energía y recursos naturales aprovechables de las fuentes hidráulicas y geotérmicas del país, están afectas al pago de una retribución única al Estado por dicho uso, comprendiendo inclusive los pagos establecidos por el Decreto Ley N°17752 y sus disposiciones reglamentarias y complementarias.

Las tarifas por dicha retribución no podrán ser superiores al 1% del precio promedio de energía a nivel generación, calculado de acuerdo al procedimiento que señale el Reglamento de la presente Ley.

Artículo 214° (RLCE).- La compensación única al Estado a que se refiere el artículo precedente, se abonará en forma mensual observando el siguiente procedimiento:

- El titular de la central generadora, efectuará una autoliquidación de la retribución que le corresponde, tomando en cuenta la energía producida en el mes anterior y el 1% del precio promedio de la energía a nivel de generación;
- (...)

Promedio de Energía a Nivel Generación en el SEIN, el cual corresponde al Precio de Energía a Nivel Generación en Horas Fuera de Punta (PEMF) vigente, al 31 de marzo de 2025, de la Barra Base Lima 220 kV para el SEIN.

3.2.5 Costo de Racionamiento

Se mantiene el costo de racionamiento establecido por Osinergmin para la anterior fijación de Precios en Barra igual a 746 USD/MWh.

3.2.6 Precio Básico de la Energía

El Cuadro N° 3.12 presenta el Precio Básico de la Energía en la barra base Lima, el cual se determina con la optimización y simulación de la operación del SEIN para un horizonte de 36 meses, siendo por ello un precio teórico que será comparado con los precios resultantes de las licitaciones, conforme se describe en el capítulo 5 del presente informe.

Cuadro N° 3.12. Precio Básico de la Energía

FIJACION DE TARIFAS : 2025 - 2026

PRECIO BÁSICO DE LA ENERGÍA

Barra Santa Rosa 220 kV

(USD/MWh)

Mes	Punta	F.Punta	Total	P/FP
Mayo	31,15	28,85	29,27	1,08

Participación de la Energía

Mes	Punta	F.Punta
Mayo	18,40%	81,60%

Mes	Punta	Media	Base	Total
Mayo	28746	74406	53103	156255

3.2.7 Precio Básico de la Potencia

El Precio Básico de la Potencia para la presente fijación se determina a partir de los costos de una unidad de punta, turbogas operando con combustible diésel, conforme a la aplicación del "Procedimiento para la Determinación del Precio Básico de Potencia", aprobado mediante Resolución N° 260-2004-OS/CD y sus modificatorias (Anexo N).

El Cuadro N° 3.13 muestra los costos utilizados para la unidad y la determinación del Precio Básico de la Potencia.

Cuadro N° 3.13. Precio Básico de la Potencia

FIJACION DE TARIFAS : 2025 - 2026

PRECIO BÁSICO DE LA POTENCIA

(Ubicación : Lima 220 kV)

USD/kW-año

Ítems		Generador	Conexión	Costos Fijos (*)		Total
				Personal	Otros	
1	Costo Total: Millon USD	60,148	3,422			63,571
2	Millón USD/Año	8,053	0,425	1,082	0,870	10,430
3	Sin FIM : USD/kW-año	46,09	2,43	6,19	4,98	59,69
4	Con FIM : USD/kW-año	57,30	3,02	7,70	6,19	74,22
	Acumulado : USD/kW-año	57,30	60,32	68,02	74,22	

Descripción de Items:

1. Costo de una unidad de 183,58 MW (ISO-Diesel 2) con su respectiva Conexión al Sistema.

2. Anualidad de la inversión considerando vida útil de 30 años para la conexión y 20 años para el generador. Tasa de actualización de 12%.

3. Costo anual por unidad de potencia efectiva en Lima, sin incluir FIM. La Potencia efectiva en Lima es 95% de la Potencia ISO.

4. Costo anual incluyendo los FIM del sistema (1,2433).

(*) Los Costos Fijos incluyen los costos típicos de Personal, Operación y Mantenimiento de la unidad de punta en un año.

FIM. Factores de indisponibilidad de la unidad de punta y del margen de reserva firme objetivo del sistema

El FIM considera en su cálculo el valor vigente del MRFO que es igual a 19,93%, de acuerdo a lo dispuesto en la Resolución N° 026-2025-OS/CD que fijó el Margen de Reserva Firme Objetivo del Sistema Interconectado Nacional para el periodo del 01 de mayo de 2025 hasta el 30 de abril de 2029.

4. Cargos por Transmisión

4.1. Sistema Principal de Transmisión

Las instalaciones de transmisión consideradas en la regulación de Precios en Barra corresponden a dos categorías: i) Las que conforman el SPT¹⁵, y ii) Las que conforman el SGT¹⁶.

El SPT comprende un conjunto de instalaciones que antes de la expedición de la Ley 28832 fueron calificadas como tales por el Ministerio de Energía y Minas (en adelante "MINEM"). Este sistema, redefinido a inicios de 2001, no necesariamente forma una red continua. Las instalaciones que lo integran; así como sus titulares, se detallan en el Cuadro N° 4.1.

Cuadro N° 4.1. Instalaciones que conforman el SPT

CÓDIGO	DE	A	TITULAR
INSTALACIÓN	SUBESTACIÓN	SUBESTACIÓN	
L-2280	Zorritos	Zarumilla	REP
L-2248	Talara	Piura Oeste	REP
SE Talará	Reactor 20 MVAR		REP
SE Piura Oeste	Reactor 20 MVAR		REP
L-2236	Chiclayo Oeste	Guadalupe	REP
SE Chiclayo Oeste	SVC +/- 30 MVA		REP
L-2234	Guadalupe	Trujillo Norte	REP
SE Guadalupe	Transformador 220/60/10kV; 60MVA		REP
SE Guadalupe	Reactor 20 MVAR		REP
SE Trujillo Norte	SVC +30/-20 MVAR		REP
L-2215	Chimbote I	Paramonga Nueva	REP
SE Chimbote	Bancos 20 + 15 MVAR		REP
L-2213	Paramonga Nueva	Huacho	REP
L-2253	Parte de Celda en SET Paramonga Nueva		REP
SE Paramonga Nueva	Reactor 40 MVAR		REP
L-2212	Huacho	Zapallal	REP
L-2003/2004	Chavarría	Santa Rosa	REP
SE San Juan	Bancos 30 + 15 MVAR		REP
L-1120	Paragsha II	Huánuco	REP

¹⁵ La definición 16 del Anexo de la LCE indica que el SPT es la parte del sistema de transmisión, común al conjunto de generadores de un Sistema Interconectado, que permite el intercambio de electricidad y la libre comercialización de la energía eléctrica.

¹⁶ La definición 30 contenida en el artículo 30 de la Ley 28832 indica que el SGT es el conjunto de activos o instalaciones de transmisión que se construyen como resultado del Plan de Transmisión.

CÓDIGO	DE	A	TITULAR
INSTALACIÓN	SUBESTACIÓN	SUBESTACIÓN	
SE Huánuco	Banco 2.2 MVAR		REP
L-1121	Huánuco	Tingo María	REP
SE Tingo María	Banco 2.2 MVAR		REP
L-1029	Cerro Verde	Repartición	REP
L-1030	Repartición	Mollendo	REP
L-1006	Tintaya	Azángaro	REP
SE Tintaya	SVC +/- 15 MVA		REP
L-1004	Dolorespata	Quencoro	REP
L-2224	Celda en SE Pachachaca		REP
C. Control Principal	Lima (SE San Juan)		REP
C. Control Respaldo	Lima (SE Planicie)		REP
SE Dolorespata	Celda en 138 kV		Egmsa
SE Azángaro	Celda en 138 kV		San Gabán
SE Tingo María	Reactor 30 MVAR		Eteselva
SE Tingo María	Autotransformador 220/138 kV; 40 MVA		Eteselva
L-253	Vizcarra	Paramonga Nueva	Eteselva
SE Vizcarra	Celda L-253 en 220 kV		Minera Antamina
L-2025 L-2026	Socabaya	Montalvo	Redesur
L-2029	Montalvo	Tacna	Redesur
L-2030	Montalvo	Puno	Redesur
L-2053 L-2054	Mantaro	Socabaya	C. Transmantaro
L-224	Pachachaca	Oroya Nueva	ISA
L-22259 L-22258 L-2254	Oroya-Carhuamayo-Paragsha-Vizcarra		ISA

De igual modo, se han determinado CUCSS, Prima RER, FISE, CUCGE y CUCCSE iguales a 4,405; 7,083; 0,387; 4,565 y 0,823 S/ /kW-mes, respectivamente.

Para el caso de los contratos de concesión suscritos por el Estado con las empresas Consorcio Transmantaro S.A. (en adelante "Transmantaro"), Red Eléctrica del Sur (en adelante "Redesur"), Interconexión Eléctrica ISA Perú S.A. (en adelante "ISA") y Red de Energía del Perú S.A. (en adelante "REP"), que involucran instalaciones del SPT, la valorización y/o actualización de los costos de inversión y costos de operación y mantenimiento se rige según criterios y/o procedimientos señalados en los respectivos contratos de concesión.

Asimismo, mediante Oficio N° 335-2017-MEM/DGE, recibido el 16.02.2017, el MINEM remitió, entre otras, las Adendas de los contratos de concesión de Transmantaro, Redesur, ISA y REP, mediante las cuales se ha reemplazado el Índice WPSSOP3500 (Finished Goods Less Food and Energy) por el Índice WPSFD4131 (Finished Goods Less Food and Energy), publicados ambos por el Departamento del Trabajo del Gobierno de Estados Unidos de Norteamérica (Bureau of Labor Statistics).

4.2. Sistema Garantizado de Transmisión

El SGT comprende el conjunto de activos o instalaciones de transmisión que conforman el Plan de Transmisión a que se refiere el artículo 21 de la Ley 28832 y, cuya concesión y construcción sean resultado de un proceso de licitación pública. Seguidamente, se describen las instalaciones del SGT agrupadas por concesionaria.

4.2.1 SGT de Transmantaro

Transmantaro es concesionario de los proyectos de línea de transmisión que se muestran en el Cuadro N° 4.2.

Cuadro N° 4.2. Proyectos de SGT de Transmantaro

N°	Descripción	Inversión (USD)	COyM (USD-año)	POC
1	Etapas 1: L.T. 220 kV, doble circuito, Chilca - La Planicie - Zapallal y SSEE Etapas 2: L.T. 500 kV, simple circuito, Chilca - Zapallal y SSEE	16 714 849 35 519 051	1 333 924,00 2 176 403,00	Jun.11
2	Reforzamiento del Sistema de Transmisión Centro-Norte Medio en 500 kV (L.T. Zapallal - Trujillo)	167 500 000	5 025 000,00	Dic.2012
3	Reforzamiento del Sistema Norte con un Segundo Circuito de Transmisión 220 kV entre Talara y Piura	14 580 022	466 562,00	May.2013
4	L.T. 220 kV Pomacocha - Carhuamayo y Subestaciones Asociadas	16 407 891	410 197,00	Set.2013
5	L.T. 500 kV, Trujillo - Chiclayo	101 406 434	3 168 153,00	Jul.2014
6	L.T. 220 kV, Machupicchu - Abancay - Cotaruse	75 005 299 ⁽ⁱ⁾	1 989 931,00	Set.2015
7	L.T. 500 kV Mantaro - Marcona - Socabaya - Montalvo y Subestaciones Asociadas	278 365 620	6 959 140,00	Nov.2017
8	Línea de Transmisión Trujillo - Chiclayo en 500 kV - Refuerzo 1	5 549 890 ⁽ⁱⁱ⁾	189 251 ⁽ⁱⁱ⁾	Mar.2018
9	SGT "Primera Etapa de la Subestación Carapongo y Enlaces de Conexión a Líneas Asociadas"	42 170 830 ⁽ⁱⁱⁱ⁾	1 252 906 ⁽ⁱⁱⁱ⁾	Dic.2018
10	SGT "Primera Etapa de la Subestación Carapongo y Enlaces de Conexión a Líneas Asociadas" - Monto Complementario	532 579,11 ^(iv)	15 823,07 ^(iv)	Jun.2019
11	SGT LT Mantaro - Nueva Yanango - Carapongo 500kV	149 605 957	3 753 407	Jul.2023
12	LT Chilca - La Planicie - Zapallal - Refuerzo 2	19 002 860 ^(v)	632 795 ^(v)	Nov.2023
13	LT Chilca - La Planicie - Zapallal - Refuerzo 1	19 470 417 ^(v)	533 749 ^(v)	Ago.2024
Total de Inversión y COyM		941 831 700	27 907 242	

(i) Inversión que resulta de la suma aritmética entre la cantidad indicada en el numeral 8.1 del Contrato y la cantidad indicada en el numeral 4 de la Adenda 1 al Contrato.

(ii) Corresponde a los montos determinados para calcular la Base Tarifaria publicada en la Resolución Osinergrmin N° 100-2015-OS/CD

(iii) Montos indicados en el numeral 8.1 del Contrato, descontando los montos indicados en la Adenda 2 del Contrato

(iv) Montos indicados en la Adenda 2 del Contrato

(v) Corresponde a los montos determinados para calcular la Base Tarifaria publicada en la Resolución Osinergrmin N° 037-2019-OS/CD

Cabe señalar que los valores de inversión corresponden a los que resultaron del proceso de licitación pública llevado a cabo por PROINVERSIÓN en el marco de la Ley 28832, el Reglamento de Transmisión, la LCE, el RLCE, el 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 (D.S. N° 059-96-PCM) y otras leyes aplicables y disposiciones específicas emitidas para el efecto. Asimismo, es del caso mencionar que, según el contrato de concesión correspondiente, a partir de la POC de cada etapa, la Sociedad Concesionaria está autorizada a cobrar la respectiva Base Tarifaria, a ser fijada por Osinergrmin.

4.2.2 SGT de Abengoa Transmisión Norte S.A. (ATN)

El SGT de Abengoa Transmisión Norte S.A. (en adelante "ATN") comprende las instalaciones que conforman la línea de transmisión en 220 kV Carhuamayo -

Paragsha – Conococha – Huallanca – Cajamarca Norte – Cerro Corona – Carhuaquero, cuyo Contrato de Concesión fue suscrito el 22 de mayo de 2008.

De conformidad con lo establecido en el numeral 2.1 y el literal h) del numeral 2.2 del Anexo N° 1 del Contrato y Adendas suscritas el 28 de mayo de 2010 y el 05 de noviembre de 2010, la línea de transmisión está compuesta por tramos. Por otro lado, de acuerdo a lo señalado en la Adenda N° 4 del Contrato de Concesión de ATN, a partir del 03 de marzo de 2011, los costos de inversión y de Operación y Mantenimiento son los que se describen en el Cuadro N° 4.3.

Cuadro N° 4.3. SGT de ATN

Tramo	Descripción	Inversión (USD)	COYM (USD-año)	POC
1	L.T. 220 kV Carhuamayo-Paragsha y subestaciones asociadas	9 057 347,07	409 173,79	15.Feb.11
2	L.T. 220 kV, Paragsha-Conococha y subestaciones asociadas	12 720 739,08	574 670,68	24.Feb.11
3	Ampliación de la Subestación Cajamarca 220 kV – SVC	10 273 487,55	464 113,93	01.Feb.11
4	L.T. 220 kV Conococha-Huallanca y subestaciones asociadas	24 082 891,73	1 087 966,58	28.Dic.11
5	L.T. 220 kV Huallanca-Cajamarca y subestaciones asociadas	44 340 365,57	2 003 115,02	26.Jun.11
	Total de Inversión y COYM	100 474 831,00	4 539 040,00	

4.2.3 SGT de ABY Transmisión Sur S.A.

El SGT de ABY Transmisión Sur S.A. (en adelante “ABY”) comprende las instalaciones que conforman la línea de transmisión en 500 kV Chilca – Marcona – Montalvo y subestaciones asociadas. La fecha de cierre del Contrato de Concesión fue el 22 de julio de 2010.

El Costo de Inversión del proyecto es de USD 291 027 958,00, expresado a la fecha de POC. La fecha de POC fue el 17 de enero de 2014 de acuerdo con el Oficio N° 134-2014/MEM-DGE.

Conforme a lo señalado originalmente en la Cláusula 8.1 del Contrato de Concesión de SGT de la Línea de Transmisión 500 kV Chilca – Marcona – Montalvo, los valores que se tendrán en cuenta para la aplicación de la Base Tarifaria son los costos de Inversión y los costos de OyM, expresados a la fecha POC, el periodo de Recuperación, la Tasa de Actualización y la correspondiente formula de actualización.

Con fecha 20 de agosto de 2014, la Dirección General de Electricidad remitió a Osinergmin la Primera Adenda al Contrato de Concesión señalado en el párrafo anterior, a efectos de que sea aplicada para el cálculo de la Base Tarifaria respecto de las infraestructuras (compensación serie y la doble barra en 220 kV en la subestación Montalvo) ingresadas con posterioridad a la POC de la Línea de Transmisión.

En dicha Adenda, ABY y el MINEM acordaron, entre otras, las modificaciones al Contrato respecto a los componentes de inversión, costo de operación y mantenimiento, cuyos valores finales se transcriben en el Cuadro N° 4.4.

Cuadro N° 4.4. SGT de ABY

Tramo	Descripción	Inversión (USD)	COyM (USD)
1	L.T. 500 kV Chilca – Marcona – Montalvo	279 248 358	11 577 355
2	Costo de inversión del Sistema de Compensación Serie	11 206 313	464 602
3	Costo de inversión referente al suministro e instalaciones para la doble barra en 220 kV en la Subestación Montalvo	573 287	23 768
	Total de Inversión y COyM	291 027 958	12 065 725

4.2.4 SGT de Transmisión Eléctrica del Sur S.A.C. (TESUR)

El SGT de Transmisión Eléctrica del Sur S.A.C. (en adelante “TESUR”) comprende las instalaciones que conforman la línea de transmisión en 220 kV Tintaya – Socabaya y subestaciones asociadas. La fecha de cierre del Contrato de Concesión fue el 30 de setiembre de 2010.

El Costo de Inversión del proyecto es de USD 43 568 414,54 y el Costo de Operación y Mantenimiento es USD 1 285 268, expresado a la fecha de POC. Cabe señalar que, la fecha prevista de POC era el 31 de marzo de 2013; sin embargo, ante las solicitudes de ampliación de plazo para la POC, el MINEM modificó esta fecha inicialmente para el 13 de julio de 2013, luego para el 31 de diciembre de 2013 y, posteriormente, mediante Oficio N° 2400-2013-MEM/DGE, para el 30 de abril de 2014.

Finalmente, mediante oficio N° 0524-2014-GART, Osinergmin comunicó que la fecha de POC ocurrió el 01 de junio de 2014.

4.2.5 SGT de Concesionaria Línea de Transmisión CCNCM S.A.C. (CCNCM)

El SGT de Concesionaria Línea de Transmisión CCNCM S.A.C. (en adelante “CCNCM”) comprende la construcción de líneas de transmisión en 220 kV, subestaciones e instalaciones complementarias, desde las barras de 220 kV de la SE Carhuaquero 220 kV, hasta una subestación cercana de la actual SE Moyobamba, en adelante SE Moyobamba Nueva 220/138/22,9 kV. Este proyecto incluye además: 1) la ampliación de la actual subestación Cajamarca Norte, 2) una subestación intermedia de transformación 220/138/22,9 kV, en el tramo SE Cajamarca Norte – SE Moyobamba Nueva, de maniobra y compensación reactiva, ubicada alrededor de la ciudad de Chachapoyas, en adelante SE Cáclic, desde donde se conectará el actual sistema de distribución de la ciudad de Chachapoyas que es atendido por la CH Cáclic; la conexión al sistema de distribución no forma parte de la concesión ni del presente proyecto.

El Costo de Inversión del proyecto es de USD 106 887 489,07 y el Costo de Operación y Mantenimiento es USD 2 892 060, expresado a la fecha de presentación de ofertas. La fecha de POC fue el 26 de noviembre de 2017.

4.2.6 SGT de Transmisión Eléctrica del Sur 2 S.A.C. (TESUR 2)

El SGT de Transmisión Eléctrica del Sur 2 S.A.C. (en adelante “TESUR 2”) comprende la construcción de líneas de transmisión en 220 kV, ampliaciones en subestaciones existentes, SE Puno en 220 kV y SE Azángaro en 138 kV, construcción de nuevas subestaciones, SE Juliaca Nueva 220/138 kV y SE Azángaro Nueva 220/138 kV; así

como, enlaces en 138 kV, entre la SE Azángaro Nueva y la SE Azángaro Existente y derivación de la L-1012 existente (Juliaca –Puno).

El Costo de Inversión del proyecto es de USD 36 812 000,00 y el Costo de Operación y Mantenimiento es USD 1 118 000, expresado a la fecha de presentación de ofertas. La fecha de POC fue el 8 de junio de 2018.

4.2.7 SGT de Terna Perú S.A.C. (TERNA)

El SGT de Terna Perú S.A.C. (en adelante “TERNA”) comprende la construcción de línea de transmisión en 138 kV, ampliaciones en subestaciones existentes para la instalación de celdas de línea en SE Aguaytía en 138 kV y SE Pucallpa en 138 kV.

El Costo de Inversión del proyecto es de USD 8 830 000,00 y el Costo de Operación y Mantenimiento es USD 307 000, expresado a la fecha de presentación de ofertas. La fecha de POC fue el 16 de mayo de 2021.

4.2.8 SGT de Transmisión Eléctrica del Sur 4 S.A.C. (TESUR 4)

El SGT de Transmisión Eléctrica del Sur 4 S.A.C. (en adelante “TESUR 4”) comprende la construcción de la línea de transmisión en 220 kV, ampliaciones en subestaciones existentes, SE Tintaya Nueva en 220 kV y SE Azángaro Nueva (Pumiri) en 220 kV.

El Costo de Inversión del proyecto es de USD 12 131 848 y el Costo de Operación y Mantenimiento es USD 334 468, expresado a la fecha de presentación de oferta. La fecha de POC fue el 14 de enero de 2023.

4.3. Valorización de las Instalaciones del SPT

En cumplimiento de lo establecido en el artículo 77 de la LCE¹⁷[1], en esta oportunidad no corresponde actualizar el Valor Nuevo de Reemplazo (en adelante “VNR”) de una parte de las instalaciones de transmisión para la mayoría de empresas a excepción de REP, ya que fueron revisadas previamente en el año 2021.

Por otra parte, de acuerdo con lo señalado en los respectivos Contratos BOOT¹⁸[2] suscritos por el Estado con Redesur y Transmantaro, se procede a actualizar el VNR correspondiente a sus instalaciones que pertenecen al SPT. Asimismo, no corresponde en este año la actualización del VNR de la empresa ISA.

En cuanto a las inversiones de las instalaciones que forman parte del SGT, estas se actualizarán según lo establecido en sus respectivos contratos.

4.3.1 REP

¹⁷ **Artículo. 77º.**– Cada cuatro años, la Comisión de Tarifas de Energía procederá a actualizar el Valor Nuevo de Reemplazo de las instalaciones de transmisión y distribución, con la información presentada por los concesionarios.

En el caso de obras nuevas o retiros, la Comisión de Tarifas de Energía incorporará o deducirá su respectivo Valor Nuevo de Reemplazo

¹⁸ Build Own Operate and Transfer

En la regulación de fijación de Precios en Barra correspondiente a mayo de 2025, se revisó el VNR de parte de las instalaciones de transmisión de REP que forman el SPT; por lo tanto, en la presente fijación corresponde la actualización del VNR.

En este sentido, el VNR de las instalaciones de REP que integran el SPT del SEIN, asciende a USD 171 943 925 (Ver Anexo I).

4.3.2 Interconexión Isa Perú S.A. (Ex – Eteselva)

En la regulación de tarifas de mayo 2021, se revisó el VNR de las instalaciones de transmisión de Eteselva que forman parte del SPT; por lo tanto, en la presente fijación corresponde efectuar la actualización respectiva.

En este sentido, el VNR de las instalaciones de Eteselva que integran el SPT del SEIN, asciende a USD 27 667 889 (Ver Anexo J).

4.3.3 Compañía Minera Antamina (Antamina)

En la regulación de tarifas de mayo 2021, se revisó el VNR de la celda en la subestación Vizcarra de la L.T. Vizcarra – Paramonga Nueva 220 kV de Antamina, la cual integra el SPT del SEIN; por lo tanto, en la presente fijación corresponde efectuar la actualización respectiva.

En ese sentido, el VNR de las instalaciones de Antamina que forman parte de la celda la L.T. Vizcarra – Paramonga Nueva 220 kV, asciende a USD 819 909 (Ver Anexo K).

4.3.4 San Gabán S.A (San Gabán)

La instalación de transmisión de San Gabán que forma parte del SPT, corresponde a la celda de línea 138 kV en la subestación Azángaro, la misma que fuera separada de la valorización de la L.T. Tintaya – Azángaro, de acuerdo con lo establecido en la Resolución N° 1472-2002-OS/CD.

El valor del VNR para dicha celda fue fijado el año 2021, por lo que en esta oportunidad corresponde efectuar su revisión. En ese sentido, el VNR de la celda de San Gabán que forma parte del SPT, a ser considerado en la presente fijación asciende a USD 764 111 (Ver Anexo L).

4.3.5 Empresa de Generación Eléctrica Machupicchu S.A

La instalación de transmisión de la Empresa de Generación Eléctrica Machupicchu S.A. (en adelante “Egemma”) que forma parte del SPT, corresponde a la celda de línea 138 kV en la SE Dolorespata, de acuerdo a lo señalado por el MINEM a través de su Oficio N° 1105-2017-MEM/DGE del 06 de junio de 2017.

El valor del VNR para dicha celda fue fijado el año 2021, por lo que en esta oportunidad corresponde efectuar su revisión. En ese sentido, el VNR de la celda de Egemma que forma parte del SPT, a ser considerado en la presente fijación asciende a USD 504 530 (Ver Anexo H).

4.3.6 Consorcio Transmantaro

De acuerdo con lo establecido en el Contrato BOOT de Transmantaro con el Gobierno del Perú, el VNR de sus instalaciones de transmisión que pertenecen al SPT se reajusta utilizando el índice de precios denominado “*Finished Goods Less Food and Energy*”, Serie WPSFD4131, publicado por el Bureau of Labor Statistics del US

Department of Labor. El VNR base del SPT de Transmantaro fue de USD 179 179 000 y su valor reajustado asciende a USD 307 184 478.

Asimismo, de acuerdo con lo establecido en la Cláusula Cuarta del Addendum N° 5 al Contrato BOOT, firmado el 20 de mayo de 2005, al VNR de las instalaciones de transmisión de Transmantaro que forman parte del SPT, se le sumará un Monto a Restituir (en adelante “MAR”) cuyo valor base se estableció en USD 7 145 626 conforme a lo dispuesto en la Decisión Definitiva del Experto, el cual es considerado por Osinergmin con cargo a la tarifa durante todo el plazo que resta del Contrato BOOT y que se reajustará en cada fijación tarifaria utilizando las actualizaciones correspondientes de acuerdo al Contrato BOOT, es decir, utilizando el índice WPSFD4131. El MAR reajustado asciende a USD 11 706 679.

Además, con fecha 12 de junio de 2009, el Estado Peruano y Transmantaro, suscribieron el Addendum N° 8 de su Contrato de Concesión, mediante el cual se acordó la ejecución del proyecto: “Reforzamiento de la Línea de Transmisión en 220 kV Mantaro – Socabaya”. El valor estimado de inversión, que también forma parte del SPT, fue de USD 93 009 425. Posteriormente, mediante comunicación CS-049-12032377, Transmantaro comunicó a Osinergmin el Informe de Auditoría de la Ampliación N° 8, el cual se determinó que la inversión que correspondiente a este proyecto es de USD 74 439 833. Cabe señalar que la Remuneración Anual por Ampliaciones es reajustada anualmente por la variación en el Finished Goods Less Food and Energy (Series ID: WPSFD4131), a partir de su fecha de POC. El VNR actualizado de la Ampliación N° 1 asciende a USD 106 121 426.

Por otro lado, con fecha 31 de octubre de 2013, el Estado Peruano y Transmantaro, suscribieron el Addendum N° 10 de su Contrato de Concesión, mediante el cual el Concedente acepta a restituir a la Sociedad Concesionaria los montos dejados de percibir en el periodo comprendido entre el 1 de marzo de 2005 y 30 de abril de 2014. El monto base establecido en la adenda asciende a USD 19 960 468, el cual será considerado por Osinergmin con cargo a la tarifa durante todo el plazo que resta del Contrato BOOT, a partir del 1 de mayo de 2014. Asimismo, según se indica en el numeral 3.2 de dicho Addendum, se deberá agregar en cada fijación tarifaria, los reajustes correspondientes según las variaciones del índice establecido en el Contrato BOOT desde el 1 de mayo de 2014. El VNR actualizado de la Addendum N° 10 asciende a USD 27 092 343.

Finalmente, se considera la Ampliación Adicional N° 1, donde el monto de inversión establecido en la adenda asciende a USD 5 889 486. El VNR actualizado de la Ampliación Adicional N°1 asciende a USD 7 528 530.

4.3.7 Redesur

De acuerdo con lo establecido en la cláusula 5.2.5¹⁹ y en concordancia con la cláusula 14^{20[4]} del Contrato BOOT de Redesur con el Gobierno Peruano, el VNR de las instalaciones de transmisión de Redesur que forman parte del SPT del SEIN se reajusta utilizando el índice de precios denominado "*Finished Goods Less Food and Energy*", Serie WPSFD4131, publicadas por el Bureau of Labor Statistics del US Department of Labor (ver Anexo U). En este sentido, el VNR base de las etapas I (set 2000)^{21 [5]}, II (feb 2001)^{22 [6]} y del Addendum N° 5 reajustados, ascienden a USD 31 921 900, USD 87 289 335 y USD 7 925 034, respectivamente.

4.3.8 Inteconexión Eléctrica ISA Perú S.A.

De acuerdo con lo establecido en la cláusula 5.2.5^{23[7]} del Contrato BOOT de ISA con el Gobierno del Perú, en la presente fijación de mayo de 2025 no corresponde actualizar el VNR de las instalaciones de ISA Perú que integran el SPT del SEIN, utilizando el índice de precios denominado "*Finished Goods Less Food and Energy*", Serie WPSFD4131, publicadas por el Bureau of Labor Statistics del US Department of Labor. En ese sentido, para el presente proceso tarifario, el VNR de las instalaciones de ISA asciende a USD 85 099 862.

Se ha tomado en cuenta las dos (2) ampliaciones que se suscribieron el 16 de julio de 2012 y el 18 de octubre de 2013 respectivamente, las cuales comprenden:

- Ampliación N° 1, que comprende realizar las obras necesarias para que la línea de transmisión en 220 kV Pachachaca – Oroya Nueva tenga una capacidad de transmisión de 250 MVA en operación normal y de 300 MVA en operación en contingencia. Dicha ampliación tiene como fecha de POC el 03 de agosto de 2011.

Asimismo, para el caso de las instalaciones de la Ampliación N° 1, se establece la retribución por un monto ascendió a USD 454 858, reajustada anualmente por la variación en el Finished Goods Less Food and Energy (Series ID: WPSSOP3500 y WPSFD4131), a partir de su fecha de POC. El valor actualizado de dicha inversión es de USD 629 933.

- Ampliación N° 2, que comprende realizar las obras necesarias para que la línea de transmisión en 220 kV Paragsha – Vizcarra tenga una capacidad de

¹⁹ **Cláusula 5.2.5.1 (i) (a).** - La tarifa comprenderá la anualidad de la inversión que será calculada aplicando el VNR determinado por el organismo regulador el que será siempre igual al Monto de la Inversión del Adjudicatario, ajustado en cada periodo de revisión por la variación del Finished Goods Less Food and Energy (Serie ID: WPSSOP3500) publicado por el departamento de Trabajo de los Estados Unidos de América.

²⁰ **Cláusula 14 (i).** - Conforme al sistema legal de Tarifas vigente en el Perú, cuyo órgano regulador es la Comisión de Tarifas Eléctricas, la Sociedad Concesionaria tiene derecho a cobrar al conjunto de concesionarios de generación que entregan electricidad al Sistema Principal de Transmisión, las sumas necesarias para cubrir el valor efectivo de su Costo Total de Transmisión, reajustado anualmente según contempla la cláusula 5.2.5.1.(i) de este contrato.

²¹ Corresponde a la LT 220 kV Montalvo – Socabaya.

²² Corresponde a las LT. 220 kV Montalvo – Tacna y Montalvo – Puno

²³ 5.2.5 (i) la anualidad de la Inversión que será calculada aplicando:

(a) el VNR determinado por la CTE, el que será siempre igual al Inversión de cada una de las líneas eléctricas del Sistema de Transmisión, ajustado en cada periodo de revisión previsto por el D.L. 25844, a partir de la POC, por la variación en el Finished Goods Less Food and Energy (Serie ID: WPSSOP3500) publicado por el Departamento de Trabajo del Gobierno de los Estados Unidos de América.

transmisión de 250 MVA en operación normal y de 300 MVA en operación en emergencia. Dicha ampliación tuvo como fecha prevista de POC el 18 de octubre de 2014.

Para el caso de las instalaciones de la Ampliación N° 2, se estableció en la Segunda Cláusula Adicional al Contrato, un costo de inversión de USD 1 047 480, valor que será reajustado anualmente por la variación en el Finished Goods Less Food and Energy (Serie WPSFD4131), a partir de su fecha de POC. Sin embargo, el monto de inversión determinado en el Informe de Auditoría de costos incurridos en la ejecución de las instalaciones de la Ampliación N° 2, estableció el monto base de inversión a reconocer en USD 1 538 932. El valor actualizado de dicha inversión es de USD 2 080 636.

4.4. Costos de Operación y Mantenimiento (COyM) del SPT

En vista que la información suministrada por el Subcomité de Transmisores del COES sobre el Costo de Operación y Mantenimiento anual de las instalaciones que forman parte del SPT, no absuelve completamente las observaciones hechas al ESTUDIO, Osinergmin ha determinado revisar integralmente todas las propuestas presentadas sobre el COyM y calcular dichos costos bajo criterios y procedimientos uniformes para las instalaciones que conforman el SPT del SEIN, en aplicación del principio regulatorio de no discriminación.

Es importante destacar que el COyM se determina a partir de la valorización de los costos de operación, mantenimiento, gestión y seguridad para toda una empresa en su conjunto, debido a que existen procesos y/o actividades de operación y gestión que están asociadas a otras actividades desarrolladas por la misma.

A continuación, se presenta el resultado del análisis que ha efectuado Osinergmin respecto del COyM, de cada una de las empresas que tienen bajo concesión instalaciones que pertenecen al SPT. Los detalles de dicho análisis se presentan en los Anexos H, I, J, K y L.

4.4.1 REP

Osinergmin ha procedido a revisar el COyM propuesto para las instalaciones de REP que pertenecen al SPT sobre la base de la mejor información disponible (ver Anexo I), habiéndose determinado que dicho valor asciende a USD 4 533 817.

4.4.2 Inteconexión Eléctrica ISA Perú S.A. (Ex - Eteselva)

Según el análisis contenido en el Anexo J se determina que el monto que corresponde asignar como COyM de las instalaciones de Eteselva que integran el SPT asciende a USD 713 290.

4.4.3 Antamina

Según el análisis contenido en el Anexo K, se determina que el COyM de las instalaciones de Antamina que pertenecen al SPT asciende a USD 22 233.

4.4.4 San Gabán

Según el análisis contenido en el Anexo L, se ha determinado que el COyM de las instalaciones de San Gabán que pertenecen al SPT, asciende a USD 28 929.

4.4.5 Egemsa

Según el análisis contenido en el Anexo H se determina que el monto que corresponde asignar como COyM de las instalaciones de Egemsa que integran el SPT asciende a USD 28 924.

4.4.6 Transmantaro

De conformidad con el Addendum N° 4 al Contrato BOOT de Transmantaro, que modifica la Cláusula 5.2.5 (ii) de dicho contrato, firmado el 01 de octubre de 2004, se establece que durante todo el periodo de la Concesión, la retribución anual por costos de operación y mantenimiento (COyM) será de USD 5 171 779, ajustada anualmente por la variación en los índices WPSSOP3500 y WPSFD4131, cuyo valor inicial (según dicho Addendum) es de 151,5. En aplicación de este Addendum, el COyM actualizado de Transmantaro asciende a USD 8 696 864.

Asimismo, para el caso de las instalaciones del Addendum N° 8 y la Ampliación Adicional N° 1, se establece la retribución por los costos de operación y mantenimiento (COyM) ascendente a USD 1 960 000 y USD 147 237; respectivamente, los que serán reajustados anualmente por la variación en el Finished Goods Less Food and Energy (Series ID: WPSSOP3500 y WPSFD4131), a partir de su fecha de POC. El COyM actualizado de la Ampliación 8 y de la Ampliación Adicional 1 es USD 2 794 176 y USD 188 213, respectivamente.

4.4.7 Redesur

De acuerdo con el Addendum N° 4 al Contrato BOOT de Redesur suscrito con el Estado peruano el 15 de junio de 2006, la retribución anual por los costos de operación y mantenimiento será de USD 2 216 371, ajustada anualmente por la variación en los índices WPSSOP3500 y WPSFD4131, cuyo valor inicial (según dicho Addendum) es de 156,3. El COyM actualizado del SPT de Redesur es USD 3 612 685.

4.4.8 ISA

Los costos de operación y mantenimiento de las instalaciones del SPT de ISA se determinan de acuerdo con lo establecido en el Contrato de Concesión correspondiente. Así, el valor del COyM actualizado del SPT de ISA asciende a USD 2 552 996.

Asimismo, para el caso de las instalaciones de las adendas de la ampliación suscritas a la fecha (Ampliación N° 1, Ampliación N° 2 y Ampliación N° 3), se establece que el COyM es el 3% del Valor de Inversión de cada Ampliación, según lo estipulado en el Contrato de Concesión. El COyM actualizado de la Ampliación 1 y de la Ampliación Adicional 1 es USD 18 898 y USD 62 419, respectivamente.

4.5. Actualización de Inversiones y COyM del SGT

4.5.1 SGT de Transmantaro

En aplicación de lo señalado en los respectivos contratos de concesión, los valores de inversión y costo de operación y mantenimiento actualizados de cada uno de los contratos de concesión suscritos por Transmantaro se presenta en el Cuadro N° 4.5:

Cuadro N° 4.5. Contratos de Concesión de SGT de Transmataro

N°	Descripción	Inversión (USD)	COyM (USD-año)
1	Etapa 1: L.T. 220 kV, doble circuito, Chilca - La Planicie - Zapallal y SSEE Etapa 2: L.T. 500 kV, simple circuito, Chilca - Zapallal y SSEE	74 845 955	5 029 948
2	Reforzamiento del Sistema de Transmisión Centro-Norte Medio en 500 kV (L.T. Zapallal - Trujillo)	232 423 000	6 972 690
3	Reforzamiento del Sistema Norte con un Segundo Circuito de Transmisión 220 kV entre Talara y Piura	20 088 354	642 829
4	L.T. 220 kV Pomacocha - Carhuamayo y Subestaciones Asociadas	22 546 083	563 652
5	L.T. 500 kV, Trujillo - Chiclayo	136 837 842	4 275 106
6	L.T. 220 kV, Machupicchu - Abancay - Cotaruse	103 904 841	2 756 651
7	L.T. 500 kV Mantaro - Marcona - Socabaya - Montalvo y Subestaciones Asociadas	382 919 747	9 572 993
8	Línea de Transmisión Trujillo - Chiclayo en 500 kV - Refuerzo 1	7 371 920	251 382
9	SGT "Primera Etapa de la Subestación Carapongo y Enlaces de Conexión a Líneas Asociadas"	55 635 977	1 652 960
10	SGT "Primera Etapa de la Subestación Carapongo y Enlaces de Conexión a Líneas Asociadas" - Monto Complementario	702 632	20 875
11	SGT LT Mantaro - Nueva Yanango - Carapongo 500kV	190 568 068	4 781 090
12	LT Chilca - La Planicie - Zapallal - Refuerzo 2	19 432 325	647 096
13	LT Chilca - La Planicie - Zapallal - Refuerzo 1	19 538 563	535 617
	Total	1266 815 306	37 702 889

4.5.2 SGT de ATN

En aplicación de lo señalado en el respectivo contrato de concesión, la inversión actualizada se presenta en el Cuadro N° 4.6:

Cuadro N° 4.6. Contratos de Concesión de SGT de ATN

Tramo	Descripción	Inversión (USD)	COyM (USD-año)
1	L.T. 220 kV Carhuamayo-Paragsha y subestaciones asociadas	13 147 645	593 957
2	L.T. Paragsha-Conococha y subestaciones asociadas	18 423 446	832 296
3	Ampliación de la Subestación Cajamarca 220 kV - SVC	14 879 092	672 176
4	L.T. 220 kV Conococha-Huallanca y subestaciones asociadas	34 048 392	1 538 167
5	L.T. 220 kV Huallanca-Cajamarca y subestaciones asociadas	63 535 310	2 870 264
	Total	144 033 886	6 506 859

4.5.3 SGT de ABY

En aplicación de lo señalado en el respectivo contrato de concesión, la inversión actualizada del SGT de ABY se presenta en el Cuadro N° 4.7:

Cuadro N° 4.7. Contrato de Concesión de SGT de ABY

Tramo	Descripción	Inversión (USD)	COyM (USD-año)
1	L.T. 500 kV Chilca – Marcona – Montalvo	379 414 744	15 730 152
2	Costo de inversión del Sistema de Compensación Serie	15 162 141	628 607
3	Costo de inversión referente al suministro e instalaciones para la doble barra en 220 kV en la Subestación Montalvo	770 727	31 954
	Total	395 347 613	16 390 712

4.5.4 SGT de Transmisión Eléctrica del Sur S.A.C. (TESUR)

En aplicación de lo señalado en el respectivo contrato de concesión, la inversión actualizada del SGT de TESUR se presenta en el Cuadro N° 4.8:

Cuadro N° 4.8. Contrato de Concesión de SGT de TESUR

Tramo	Descripción	Inversión (USD)	COyM (USD-año)
1	L.T. 220 kV Tintaya – Socabaya	58 852 214	1 736 140

4.5.5 SGT de CCNCM

En aplicación de lo señalado en el respectivo contrato de concesión, la inversión actualizada del SGT de CCNCM se presenta en el Cuadro N° 4.9:

Cuadro N° 4.9. Contrato de Concesión de SGT de CCNCM

Tramo	Descripción	Inversión (USD)	COyM (USD-año)
1	L.T. 220 kV Carhuaquero – Cajamarca Norte – Cállic – Moyobamba	148 231 570	4 010 709

4.5.6 SGT de Transmisión Eléctrica del Sur 2 S.A.C. (TESUR 2)

En aplicación de lo señalado en el respectivo contrato de concesión, la inversión actualizada del SGT de TESUR 2 se presenta en el Cuadro N° 4.10:

Cuadro N° 4.10. Contrato de Concesión de SGT de TESUR 2

Tramo	Descripción	Inversión (USD)	COyM (USD-año)
1	L.T. 220 kV Azángaro – Juliaca – Puno	49 022 540	1 488 841

4.5.7 SGT de Terna Perú S.A.C. (TERNA)

En aplicación de lo señalado en el respectivo contrato de concesión, la inversión actualizada del SGT de TERN A se presenta en el Cuadro N° 4.11:

Cuadro N° 4.11. Contrato de Concesión de SGT de TERN A

Tramo	Descripción	Inversión (USD)	COyM (USD-año)
1	Aguaytía – Pucallpa 138kV (2° Circuito)	11 332 422	394 004

4.5.8 SGT de Transmisión Eléctrica del Sur 4 S.A.C. (TESUR 4)

En aplicación de lo señalado en el respectivo contrato de concesión, la inversión actualizada del SGT de TESUR se presenta en el Cuadro N° 4.12:

Cuadro N° 4.12. Contrato de Concesión de SGT de TESUR 4

Tramo	Descripción	Inversión (USD)	COyM (USD-año)
1	LT. 220 kV Tintaya - Azángaro	15 414 727	424 975

En los Cuadros N° 4.13, N° 4.14 y N° 4.15, se muestra el resumen de la valorización y costos de operación de las instalaciones SPT y SGT:

Cuadro N° 4.13. Valorización del SPT y SGT del SEIN

CÓDIGO INSTALACIÓN	DE SUBESTACIÓN	A SUBESTACIÓN	TITULAR	VNR (US\$)
L-2280	Zorritos	Zarumilla	REP	6 173 836
L-2248	Talara	Piura Oeste	REP	13 937 474
SE Talara	Reactor 20 MVAR		REP	1 893 827
SE Piura Oeste	Reactor 20 MVAR		REP	1 598 117
L-2236	Chiclayo Oeste	Guadalupe	REP	11 500 610
SE Chiclayo Oeste	SVC +/- 30 MVA		REP	3 324 227
L-2234	Guadalupe	Trujillo Norte	REP	13 820 737
SE Guadalupe	Transformador 220/60/10kV; 60MVA		REP	4 978 791
SE Guadalupe	Reactor 20 MVAR		REP	1 637 561
SE Trujillo Norte	SVC +30/-20 MVAR		REP	3 359 475
L-2215	Chimbote I	Paramonga Nueva	REP	27 887 989
SE Chimbote	Bancos 20 + 15 MVAR		REP	506 472
L-2213	Paramonga Nueva	Huacho	REP	8 124 355
L-2253	Parte de Celda en Paramonga Nueva		REP	301 339
SE Paramonga Nueva	Reactor 40 MVAR		REP	1 924 750
L-2212	Huacho	Zapallal	REP	16 973 675
L-2003/2004	Chavarria	Santa Rosa	REP	4 800 489
SE San Juan	Bancos 30 + 15 MVAR		REP	3 722 359
L-1120	Paragsha II	Huánuco	REP	8 574 929
SE Huánuco	Banco 2.2 MVAR		REP	273 765
L-1121	Huánuco	Tingo María	REP	9 457 657
SE Tingo María	Banco 2.2 MVAR		REP	392 428
L-1029	Cerro Verde	Repartición	REP	4 192 500
L-1030	Repartición	Mollendo	REP	6 165 132
L-1006	Tintaya	Azángaro	REP	12 229 399
SE Tintaya	SVC +/- 15 MVA		REP	1 069 875
L-1004	Dolorespata	Quencoro	REP	1 447 064
L-2224	Celda en SE Pachachaca		REP	952 396
C.Control Principal	Lima		REP	654 475
C.Control Respaldo	Arequipa		REP	68 221
SE Dolorespata	Celda en 138 kV		EGEMSA	498 564
SE Azángaro	Celda en 138 kV		SAN GABÁN	757 122
SE Tingo María	Reactor 30 MVAR		ETESSELVA	27 528 129
SE Tingo María	Autotransformador 220/138 kV; 40 MVA		ETESSELVA	
L-253	Vizcarra	Paramonga Nueva	ETESSELVA	
SE Vizcarra	Celda L-253 en 220 kV		ANTAMINA	813 593

Instalación	Titular	Inversión (USD)
Chilca - Zapallal 220kV (Tramo 1 y 2)	Transmantaro	74 845 955
Talara - Piura 220kV (2do Circuito)	Transmantaro	20 088 354
Zapallal - Trujillo 500 kV	Transmantaro	232 423 000
Machupicchu - Abancay - Cotaruse 220kV	Transmantaro	103 904 841
Trujillo - Chiclayo 500 kV	Transmantaro	136 837 842
Pomacocha - Carhuamayo 220kV	Transmantaro	22 546 083
Mantaro - Marcona - Socabaya - Montalvo 500kV	Transmantaro	382 919 747
SE Carapongo (1º Etapa)	Transmantaro	55 635 977
SE Carapongo (Monto Complementario)	Transmantaro	702 632
Banco Reactores Trujillo - Chiclayo (Refuerzo 1)	Transmantaro	7 371 920
Mantaro - Nueva Yanango - Carapongo 500kV	Transmantaro	190 568 068

Instalación	Titular	Inversión (USD)
Reconfiguración de la LT Chilca-La Planicie-Carabayllo (Refuerzo 1)	Transmantaro	19 538 563
Ampliación de la Subestación La Planicie 220 kV (Refuerzo 2)	Transmantaro	19 432 325
Aguaytía - Pucallpa 138kV (2° Circuito)	Terna Perú	11 332 422
Carhuamayo - Paragsha 220 kV	ATN	13 147 645
Paragsha - Conococha 220 kV	ATN	18 423 446
Conococha - Huallanca 220 kV	ATN	34 048 392
Huallanca - Cajamarca 220 kV	ATN	63 535 310
SVC - SE Cajamarca	ATN	14 879 092
Socabaya - Tintaya 220kV	TESUR	58 852 214
Chilca - Marcona - Montalvo 500kV	ABY	379 414 744
CS Chilca - Marcona - Montalvo 500kV	ABY	15 162 141
Doble barra - SE Montalvo	ABY	770 727
Carhuaquero - Cajamarca Norte - Cáclic - Moyobamba 220kV	CCNCM	148 231 570
Azángaro - Juliaca - Puno 220kV	TESUR 2	49 022 540
Tintaya - Azángaro 220kV	TESUR 4	15 414 727

Cuadro N° 4.14. Costo de Operación y Mantenimiento del SPT

Titular	Costo de O&M (USD/Año)
REP	4 533 817
Egamsa	28 924
San Gabán	28 929
Isa Perú (EX - Eteselva)	713 290
Compañía Minera Antamina	22 233
Redesur	3 612 685
Transmantaro (Boot, Addendum 5, Addendum 10)	8 696 864
Transmantaro - Addendum 8	2 794 176
Transmantaro - Ampliación Adicional N° 1	188 213
Isa Perú	2 552 996
Isa Perú - Ampliación 1	18 898
Isa Perú - Ampliación 2	62 419

Cuadro N° 4.15. Costo de Operación y Mantenimiento del SGT

Titular	Instalación	Costo de O&M (USD/Año)
Transmantaro	Chilca - Zapallal 220kV (Tramo 1 y 2)	5 029 948
	Talara - Piura 220kV (2do Circuito)	642 829
	Zapallal - Trujillo 500 kV	6 972 690
	Machupicchu - Abancay - Cotaruse 220kV	2 756 651
	Trujillo - Chiclayo 500 kV	4 275 106
	Pomacocha - Carhuamayo 220kV	563 652
	Mantaro - Marcona - Socabaya - Montalvo 500kV	9 572 993
	SE Carapongo (1° Etapa)	1 652 960
	SE Carapongo (Monto Complementario)	20 875
	Banco Reactores Trujillo - Chiclayo (Refuerzo 1)	251 382
	Mantaro - Nueva Yanango - Carapongo 500kV	4 781 090
	Reconfiguración de la LT Chilca-La Planicie-Carabayllo (Refuerzo 1)	535 617
	Ampliación de la Subestación La Planicie 220 kV (Refuerzo 2)	647 096
Terna Perú	Aguaytía - Pucallpa 138kV (2° Circuito)	394 004
ATN	Carhuamayo - Paragsha 220 kV	593 957
	Paragsha - Conococha 220 kV	832 296
	Conococha - Huallanca 220 kV	1 538 167
	Huallanca - Cajamarca 220 kV	2 870 264
	SVC - SE Cajamarca	672 176
TESUR	Socabaya - Tintaya 220kV	1 736 140
ABY	Chilca - Marcona - Montalvo 500kV	15 730 152
	CS Chilca - Marcona - Montalvo 500kV	628 607
	Doble barra - SE Montalvo	31 954
CCNCM	Carhuaquero - Cajamarca Norte - Cáclic - Moyobamba 220kV	4 010 709
TESUR 2	Azángaro - Juliaca - Puno 220kV	1 488 841

Titular	Instalación	Costo de O&M (USD/Año)
TESUR 4	Tintaya - Azángaro 220kV	424 975

4.6. Factores Nodales de Energía y Factores de Pérdidas de Potencia

Los factores nodales utilizados para expandir el Precio Básico de la Energía se calculan considerando el despacho económico del sistema. En este sentido, se utiliza el modelo PERSEO 2.0 que permite una ponderación apropiada de los factores nodales determinados para las diferentes situaciones hidrológicas, para los diferentes meses y para los diferentes niveles de carga en el sistema.

Para el caso de los factores de pérdidas de potencia se considera lo dispuesto por la Quinta Disposición Complementaria Transitoria de la Ley 28832²⁴, por lo cual los factores de pérdidas de potencia para la presente regulación son iguales al valor uno (1,0) en todas las barras.

Los resultados de los factores nodales de energía y factores de pérdidas de potencia se muestran en el Cuadro N° 4.16.

Cuadro N° 4.16. Factores Nodales de Energía y Factores de Pérdida de Potencia

Barras de Referencia de Generación	Tensión kV	Factor de Pérdidas de Potencia	Factor Nodal de Energía en Horas de Punta	Factor Nodal de Energía en Horas Fuera de Punta
Zorritos	220	1,0000	1,0571	1,0592
Talara	220	1,0000	1,0507	1,0539
Valle Chira	220	1,0000	1,0499	1,0527
Piura Oeste	220	1,0000	1,0479	1,0508
La Niña	220	1,0000	1,0373	1,0405
Chiclayo Oeste	220	1,0000	1,0394	1,0417
Carhuaquero	220	1,0000	1,0274	1,0298
Carhuaquero	138	1,0000	1,0275	1,0296
Cutervo	138	1,0000	1,0423	1,0408
Jaen	138	1,0000	1,0554	1,0559
Guadalupe	220	1,0000	1,0351	1,0381
Guadalupe	60	1,0000	1,0368	1,0398
La Ramada	220	1,0000	1,0154	1,0190
Cajamarca	220	1,0000	1,0259	1,0286
Trujillo Norte	220	1,0000	1,0287	1,0322

²⁴ QUINTA. - Adecuación de factores de pérdidas de potencia

Lo dispuesto en el inciso h) del artículo 47° de la Ley de Concesiones Eléctricas, será aplicable a partir de la fijación tarifaria correspondiente al año 2010.

Para las fijaciones tarifarias previas al año 2010, el Precio de la Potencia de Punta en Barra, para cada una de las barras del sistema, se determinará agregando al producto del Precio Básico de la Potencia de Punta por los factores de pérdidas de potencia, los valores unitarios del Peaje de Transmisión y el Peaje por Conexión.

Para estos efectos, los factores de pérdidas de potencia se determinarán a partir de los factores vigentes a la fecha de publicación de la presente Ley, ajustándolos anualmente hasta alcanzar en forma lineal el valor de 1,0 en el año 2010.

Barras de Referencia de Generación	Tensión kV	Factor de Pérdidas de Potencia	Factor Nodal de Energía en Horas de Punta	Factor Nodal de Energía en Horas Fuera de Punta
Chimbote 1	220	1,0000	1,0201	1,0243
Chimbote 1	138	1,0000	1,0217	1,0258
Paramonga Nueva	220	1,0000	1,0007	1,0058
Paramonga Nueva	138	1,0000	0,9988	1,0046
Paramonga Existente	138	1,0000	0,9936	1,0014
Medio Mundo	220	1,0000	0,9992	1,0044
Huacho	220	1,0000	0,9971	1,0023
Lomera	220	1,0000	0,9976	0,9998
Zapallal	220	1,0000	0,9964	0,9970
Carabayllo	220	1,0000	0,9944	0,9948
Ventanilla	220	1,0000	0,9989	0,9996
La Planicie	220	1,0000	0,9967	0,9965
Lima	220	1,0000	1,0000	1,0000
Cantera	220	1,0000	0,9818	0,9854
Chilca	220	1,0000	0,9750	0,9775
Asia	220	1,0000	0,9778	0,9805
Alto Praderas	220	1,0000	0,9815	0,9833
Independencia	220	1,0000	0,9839	0,9894
Ica	220	1,0000	0,9844	0,9893
Marcona	220	1,0000	0,9999	0,9978
Chincha Nueva	220	1,0000	0,9845	0,9900
Nazca Nueva	220	1,0000	0,9949	0,9948
Chiribamba	220	1,0000	0,9795	0,9821
Mantaro	220	1,0000	0,9699	0,9702
Huayucachi	220	1,0000	0,9766	0,9760
Pachachaca	220	1,0000	0,9823	0,9835
Pomacocha	220	1,0000	0,9829	0,9842
Huancavelica	220	1,0000	0,9751	0,9764
Callahuanca	220	1,0000	0,9867	0,9876
Cajamarquilla	220	1,0000	0,9950	0,9957
Huallanca	138	1,0000	1,0003	1,0050
Vizcarra	220	1,0000	0,9997	1,0026
Tingo María	220	1,0000	1,0124	1,0127
Aguaytía	220	1,0000	1,0174	1,0172
Aguaytía	138	1,0000	1,0203	1,0197
Aguaytía	22,9	1,0000	1,0192	1,0187
Pucallpa	138	1,0000	1,0451	1,0403
Pucallpa	60	1,0000	1,0463	1,0406
Aucayacu	138	1,0000	1,0278	1,0280
Tocache	138	1,0000	1,0392	1,0401
Belaunde	138	1,0000	1,0475	1,0463
Caclic	220	1,0000	1,0404	1,0405

Barras de Referencia de Generación	Tensión kV	Factor de Pérdidas de Potencia	Factor Nodal de Energía en Horas de Punta	Factor Nodal de Energía en Horas Fuera de Punta
Tingo María	138	1,0000	1,0141	1,0140
Huánuco	138	1,0000	1,0079	1,0053
Paragsha II	138	1,0000	0,9819	0,9841
Paragsha	220	1,0000	0,9795	0,9820
Yaupi	138	1,0000	0,9632	0,9668
Yuncan	138	1,0000	0,9694	0,9726
Yuncan	220	1,0000	0,9722	0,9752
Oroya Nueva	220	1,0000	0,9807	0,9825
Oroya Nueva	138	1,0000	0,9739	0,9772
Oroya Nueva	50	1,0000	0,9771	0,9799
Carhuamayo	138	1,0000	0,9760	0,9786
Carhuamayo Nueva	220	1,0000	0,9778	0,9803
Caripa	138	1,0000	0,9702	0,9728
Desierto	220	1,0000	0,9838	0,9887
Condorcocha	138	1,0000	0,9707	0,9733
Condorcocha	44	1,0000	0,9707	0,9733
Machupicchu	138	1,0000	0,9874	0,9804
Cachimayo	138	1,0000	1,0199	1,0109
Cusco	138	1,0000	1,0241	1,0136
Combapata	138	1,0000	1,0380	1,0257
Tintaya	138	1,0000	1,0479	1,0363
Tintaya Nueva	220	1,0000	1,0450	1,0331
Ayaviri	138	1,0000	1,0359	1,0231
Azángaro	138	1,0000	1,0286	1,0156
San Gaban	138	1,0000	0,9801	0,9678
Mazuco	138	1,0000	1,0053	0,9813
Puerto Maldonado	138	1,0000	1,0708	0,9958
Juliaca	138	1,0000	1,0381	1,0234
Puno	138	1,0000	1,0379	1,0234
Puno	220	1,0000	1,0363	1,0222
Callalli	138	1,0000	1,0463	1,0354
Santuario	138	1,0000	1,0336	1,0235
Arequipa	138	1,0000	1,0332	1,0216
Socabaya	220	1,0000	1,0315	1,0203
Cotaruse	220	1,0000	1,0067	1,0001
Cerro Verde	138	1,0000	1,0365	1,0227
Repartición	138	1,0000	1,0439	1,0216
Mollendo	138	1,0000	1,0505	1,0272
Moquegua	220	1,0000	1,0325	1,0198
Moquegua	138	1,0000	1,0337	1,0211
Ilo ELS	138	1,0000	1,0438	1,0305
Botiflaca	138	1,0000	1,0406	1,0279

Barras de Referencia de Generación	Tensión kV	Factor de Pérdidas de Potencia	Factor Nodal de Energía en Horas de Punta	Factor Nodal de Energía en Horas Fuera de Punta
Toquepala	138	1,0000	1,0421	1,0296
Aricota	138	1,0000	1,0355	1,0268
Aricota	66	1,0000	1,0324	1,0258
Tacna (Los Héroes)	220	1,0000	1,0365	1,0223
Tacna (Los Héroes)	66	1,0000	1,0402	1,0242

4.7. Ingreso Tarifario

4.7.1 Ingreso Tarifario de Enlaces Internacionales

De acuerdo con el artículo 4 del RIEE, constituye Ingreso Tarifario de los Enlaces Internacionales el monto de dinero que resulta de la diferencia entre la valorización de la energía entregada en el Nodo Frontera del Sistema importador y la valorización de la correspondiente energía retirada del Nodo Frontera del Sistema exportador, por cada Enlace Internacional.

Al respecto, a la fecha la línea L-2280 Zorritos – Zarumilla se constituye en el único enlace internacional.

Cabe señalar que la Decisión 816 de la Comunidad Andina de Naciones, no se encuentra vigente, por lo que se aplica la Decisión 757, el cual a su vez aprueba como Anexo II el “Régimen Transitorio Aplicable a las Transacciones Internacionales de Electricidad entre Perú y Ecuador”, complementado mediante el Reglamento Interno aprobado mediante Decreto Supremo N° 011-2012-EM publicado el 06 de mayo de 2012.

4.7.2 Ingreso Tarifario de Enlaces Nacionales

Los Ingresos Tarifarios (IT) de energía de las líneas de transmisión y de los transformadores de enlaces nacionales que forman parte del SPT y SGT se determinan con el modelo PERSEO 2.0, pero en el caso de las nuevas barras, los precios se han calculado en función de las distancias con las barras existentes y el sentido de flujo; asimismo, los ingresos tarifarios de potencia son cero debido a que los factores de pérdidas de potencia son la unidad para todas las barras. Para el caso de las celdas se considera que éstas no tienen ingreso tarifario; debido a ello, los IT determinados se asignan a las líneas de transmisión y subestaciones de transformación correspondientes.

En el Cuadro N° 4.17 se presentan los ingresos tarifarios totales, es decir, los correspondientes a la energía más los de potencia.

Cuadro N° 4.17. Ingreso Tarifario en las Instalaciones del SPT y SGT

CÓDIGO INSTALACIÓN	INSTALACIÓN	ING. TARIF. (USD/Año)
L-2280	Zorritos – Zarumilla	0
L-248	Talara – Piura Oeste	0
L-236	Chiclayo Oeste – Guadalupe	316
L-234	Guadalupe – Trujillo Norte	1 210

CÓDIGO INSTALACIÓN	INSTALACIÓN	ING. TARIF. (USD/Año)
SE Guadalupe	Transformador 220/60/10kV; 60MVA	3 274
L-215	Chimbote 1 – Paramonga Nueva	3 901
L-213	Paramonga Nueva – Zapallal	4 400
L-2003 L-2004	Chavarría – Santa Rosa	94
L-120	Paragsha II – Huánuco	89
L-121	Huánuco – Tingo María	89
L-1019	Cerro Verde – Mollendo	535
L-1006A	Tintaya – Azángaro	6 015
L-1005A	Dolorespata – Quencoro	15
SE Dolorespata	Celda de LT en 138 kV	0
SE Azángaro	Celda de LT en 138 kV	0
SE Tingo María	Autotransformador 220/138 kV; 40 MVA	0
L-253	Vizcarra – Paramonga Nueva	99
SE Vizcarra	Celda de LT 253 en 220 kV	0
L-2025 L-2026	Socabaya – Montalvo	0
L-2029	Montalvo – Tacna	2 521
L-2030	Montalvo – Socabaya	0
L-2053 L-2054	Mantaro	0
L-2103 L-2104 L-2105 L-2106	Chilca – La Planicie – Zapallal 220 kV	4 723
L-5001 L-5003	Chilca – Zapallal 500 kV	429 074
	Talara – Piura (2do Circuito)	0
L-5006 L-5008	Zapallal – Trujillo 500 kV	2 714 165
L-2050 L-2059 L-2060	Machupicchu – Abancay – Cotaruse	141 105
L-5010	Trujillo – Chiclayo 500 kV	150 573
L-2294	Pomacocha – Carhuamayo	536
L-5035 L-5033 L-5031	Mantaro-Marcona-Socabaya-Montalvo 500kV	1 520 436
AT114-523	SE Carapongo y enlaces de conexión - Primera Etapa	163 518
L-224	Pachachaca – Oroya Nueva	0
L-22259 L-22258 L-2254	Oroya-Carhuamayo-Paragsha-Vizcarra	61 322
L-2267 L-2268	Carhuamayo-Paragsha	878
L-2264	Paragsha-Conococha	44 821
L-2269 L-2270	Conococha-Huallanca	14 162
L-2274 L-2275 L-2283 L-2272 L-2273 - L2287	Huallanca-Cajamarca	219 432
	SVC-Cajamarca	0
L-2022 L-2023	Socabaya – Tintaya	64 101
L-5032 L-5034 L-5036 L-5037	Chilca – Marcona – Moquegua 500 kV	464 847
	Instalación doble barra SET Montalvo	0

CÓDIGO INSTALACIÓN	INSTALACIÓN	ING. TARIF. (USD/Año)
L-2190 L-2192 L-2194	Carhuaquero- Cajamarca Norte- Cáclic- Moyobamba	90 973
	Machupicchu-Quencoro-Onocora- Tintaya	0
	Azangaro 220 kv-Puno 220kv	0
	Tintaya Nueva 220 kV - Azangaro 220 kV	21 959
	Carapongo 500 kV- Mantaro 500 kV	88 827
	Aguaytia 138Kv-Pucallpa 138kv (2do circuito)	3 701

4.8. Peaje por Conexión al SPT

Dado que el Ingreso Tarifario no cubre el 100% del costo medio de transmisión, se determina un cargo complementario que es igual al Peaje por Conexión del SPT, el cual se define como la diferencia entre el costo medio de transmisión y el ingreso tarifario. El costo medio de transmisión comprende la anualidad del Valor Nuevo de Reemplazo de las instalaciones de transmisión y los costos anuales de operación y mantenimiento eficientes, es decir, se reconocen costos estándares en base a la noción de un Sistema Económicamente Adaptado a la demanda.

En consecuencia, el Peaje por Conexión al Sistema Principal de Transmisión se calcula de acuerdo a la fórmula (1).

$$Peaje = aVNR + COyM - IT \dots (1)$$

Donde:

aVNR : Anualidad del Valor Nuevo de Reemplazo en el SPT

COyM : Costo de Operación y Mantenimiento Anual

IT : Ingreso Tarifario

4.8.1 Liquidación según contratos específicos

Para el caso de las instalaciones pertenecientes a: Transmantaro, Redesur, ISA, ATN, ATS, TESUR, CCNCM, TESUR 2, TERN y TESUR 4; es necesario considerar la fórmula (2) para la determinación del Peaje por Conexión.

$$Peaje = (aVNR + COyM) \pm L_A - IT \dots (2)$$

El nuevo término que aparece en la expresión anterior (L_A) corresponde a la liquidación anual que es necesario determinar en cumplimiento de lo dispuesto en los respectivos Contratos de Concesión y las Leyes Aplicables. En los siguientes numerales, se detallan los cálculos efectuados para determinar la liquidación.

Por otro lado, en el caso específico de la empresa REP - *además de la liquidación de sus ingresos anuales* - se debe actualizar su Remuneración Anual (en adelante "RA"), con base a lo especificado en su contrato de concesión.

Cabe señalar que, las empresas del Grupo ISA (Transmantaro, REP e ISA) han incluido en sus propuestas montos que son materia de procesos judiciales y/o arbitrajes, los cuales no han sido considerados en los cálculos realizados en el presente proceso, conforme lo señala el Informe Legal.

4.8.1.1 Liquidación de los Contratos BOOT y Contratos SGT

Para determinar el saldo de liquidación, los valores esperados mensuales correspondientes se comparan con las mensualidades facturadas por Transmantaro según los cálculos de transferencias efectuados por el COES, dando como resultado el saldo de liquidación.

Los resultados de los Saldos de Liquidación asociados a los Contratos BOOT y Contratos SGT se muestran en el siguiente cuadro:

Cuadro N° 4.18. Liquidación Anual de los Ingresos por el Servicio de Transmisión

Liquidación Anual de Ingresos de los Contratos BOOT

Contratos BOOT	Liquidación Anual (USD/Año)
Redesur	61 651
Transmantaro (Boot, Addendum 5, Addendum 10)	158 920
Transmantaro (Addendum 8)	53 920
Transmantaro - Ampliación Adicional N° 1	3 794
Isa Perú	41 785

Instalación	Titular	Liquidación Anual (USD/Año)
Chilca - Zapallal 220kV (Tramo 1 y 2) (incluye Refuerzo 2)	Transmantaro	342 645
Talara - Piura 220kV (2do Circuito)	Transmantaro	9 946
Zapallal - Trujillo 500 kV	Transmantaro	113 626
Machupicchu - Abancay - Cotaruse 220kV	Transmantaro	49 652
Trujillo - Chiclayo 500 kV (Incluye Refuerzo 1)	Transmantaro	71 128
Pomacocha - Carhuamayo 220kV	Transmantaro	10 664
Mantaro - Marcona - Socabaya - Montalvo 500kV	Transmantaro	181 139
SE Carapongo (1º Etapa) (incluye monto complementario)	Transmantaro	27 480
Mantaro - Nueva Yanango - Carapongo 500kV	Transmantaro	224 693
Aguaytía - Pucallpa 138kV (2º Circuito)	Terna Perú	5 702
LT Carhuamayo - Paragsha - Conococha - Huallanca - Cajamarca 220 kV (incluye los 4 tramos y SVC)	ATN	77 339
Socabaya - Tintaya 220kV	TESUR	28 674
Chilca - Marcona - Montalvo 500 kV	ABY	207 650
Carhuaquero - Cajamarca Norte - Cáclic - Moyobamba 220kV	CCNCM	71 071
Azángaro - Juliaca - Puno 220kV	TESUR 2	24 018
Tintaya - Azángaro 220kV	TESUR 4	8 773

Cabe señalar que, en el caso de la liquidación anual del SPT de Transmantaro (BOOT, Addendum 5, Addendum 10), se expresa al 30 de abril de 2026, utilizando la tasa anual de 2% que señala el último párrafo del numeral 5.2.5 del Contrato BOOT de Transmantaro.

4.8.1.2 Liquidación de Contrato ETECEN-ETESUR (REP)

Para la liquidación anual de la Remuneración Anual (en adelante "RA") correspondiente a REP, se ha considerado lo estipulado en el Anexo N° 7, numeral

7.0 (Procedimiento de liquidación anual) del Contrato de Concesión “Sistemas de Transmisión Eléctrica ETECEN – ETESUR” (en adelante “CONTRATO”) y el Procedimiento de Liquidación, aprobado mediante Resolución N° 055-2020-OS/CD.

Con relación a los ingresos esperados, para el periodo de liquidación de REP se aplica lo señalado la Resolución N° 051-2024-OS/CD y su modificatoria.

Los valores esperados correspondientes al periodo de liquidación (Remuneración Anual Garantizada – RAG – mensual) se comparan con las mensualidades facturadas por REP según los cálculos de transferencias efectuados por el COES, dando como resultado el saldo de liquidación. En este caso, el saldo de liquidación ha resultado positivo, el cual expresado al 30 de abril de 2026 es de USD 495 924, valor a deducirse a la RA de REP para el siguiente periodo regulatorio, el mismo que se detalla en el Anexo M y que se resume en siguiente cuadro.

Cuadro N° 4.19. Liquidación de la RA

Periodo: mayo 2024 – abril 2025

LIQUIDACION DE LA RA

Periodo: Mayo 2024 a Abril 2025

Mes	Fecha de Tipo de Cambio	Tipo de Cambio US D	Montos Facturados Mensualmente					RA mensual		Saldo de liquidación Valor a Abril del 2026 USD
			RA1 S/	RA2 S/	Total S/	Total USD	Valor a Abril del 2026 USD	USD	Valor a Abril del 2026 USD	
1 Mayo	vie, 14/06/2024	3.776	16,013,649	36,924,917	54,939,566	14,549,408	16,142,188	14,672,185	16,278,395	136,217
2 Junio	vie, 12/07/2024	3.740	16,013,649	39,042,590	55,056,239	14,720,919	16,178,936	14,672,185	16,126,375	-53,561
3 Julio	mié, 14/08/2024	3.744	16,013,649	38,872,725	54,886,374	14,659,822	15,960,343	14,672,185	15,973,803	13,460
4 Agosto	vie, 13/09/2024	3.771	16,013,649	38,815,586	54,829,235	14,539,707	15,680,780	14,672,185	15,823,655	142,875
5 Septiembre	lun, 14/10/2024	3.763	16,013,649	39,093,236	55,106,885	14,644,402	15,645,237	14,672,185	15,674,919	29,682
6 Octubre	jue, 14/11/2024	3.805	16,013,649	38,957,079	54,970,728	14,446,972	15,289,238	14,672,185	15,527,581	238,343
7 Noviembre	vie, 13/12/2024	3.737	16,013,649	39,026,417	55,040,066	14,728,409	15,440,571	14,672,185	15,381,628	-58,943
8 Diciembre	mar, 14/01/2025	3.778	16,013,649	40,756,547	56,770,196	15,026,521	15,605,024	14,672,185	15,237,047	-967,977
9 Enero	vie, 14/02/2025	3.712	16,013,649	38,989,468	55,003,117	14,817,650	15,243,470	14,672,185	15,093,825	-149,645
10 Febrero	vie, 14/03/2025	3.663	16,013,649	37,420,401	53,434,050	14,587,510	14,865,659	14,672,185	14,951,949	86,290
11 Marzo	sáb, 12/04/2025	3.663	16,013,649	37,420,401	53,434,050	14,587,510	14,725,928	14,672,185	14,811,406	85,478
12 Abril	mié, 14/05/2025	3.663	16,013,649	37,420,401	53,434,050	14,587,510	14,672,185	14,672,185	14,672,185	84,675
Total							185,364,865		185,551,759	186,894

LIQUIDACIÓN TOTAL AÑO 23 (Valores expresados al 30/04/2025)										Valor al 30/04/2026
RA a Liquidar (USD) (A)	Recalculo RAA por Ampliación 21 (USD) (B)	Auxiliar (R)	Recalculo RA a Liquidar 23 (USD) (C=A+B+R)	Valor actualizado de los montos facturados (USD) (D)	Liquidación USD (E=C-D)	Recuperación del ITF (USD) (F)	Recuperación del ITF Adic a la RAG (USD) (G)	Remuneración Única por Ampliaciones Menores (USD) (H)	Liquidación Total (USD) (I=H+E+F+D+M)	Liquidación Total a aplicar a la RA año 24 (USD) (J)
185,551,759	233,537		185,785,296	185,364,865	420,431	21,873	485		442,789	495,924

Adicionalmente, se está considerando la información reportada por REP en el portal SILIPEST; sin perjuicio de ello, conforme al numeral 6.1 del Procedimiento de Liquidación (resolución N° 055-2020-OS/CD), es importante acalarar que, en caso el Concesionaria proporcionó información no veraz y/o incompleta, Osinergmin podrá proceder a iniciar un procedimiento administrativo sancionador; del mismo modo, en caso se determine que, el Concesionario ha presentado información no veraz y/o incompleta, se requerirá la devolución a los afectados correspondientes de lo cobrado en exceso, debidamente actualizado con la tasa destablecida en el artículo 79 de la LCE.

4.8.1.3 Determinación y Asignación de la RAG y la RAA

Con la información existente a la fecha, y la liquidación anual de la RA, obtenida conforme se indica en el numeral anterior, se determinó la RA para el periodo mayo 2025 – abril 2026, conforme se detalla en el Anexo M y que se resume en el Cuadro N° 4.20:

Cuadro N° 4.20. Cálculo de la RA de REP

Concepto	USD
Remuneración Anual RA	197,387,524
Remuneración Anual Garantizada RAG	99,655,281
Remuneración Anual por Ampliaciones RAA	97,236,319
Total RA	196,891,600
Liquidación Anual de la RA	470,883
Saldo a favor del ITF	24,497
Recuperación del ITF Adic a la RAG	544
Ampliación menor	0
Total RA	197,387,524

De este modo, se ha determinado que para el periodo mayo 2025 – abril 2026, los ingresos por concepto del SST (RASST) ascienden a USD 21 498 609 (USD 173 119 por concepto de Ingreso Tarifario y USD 21 325 490 por concepto de Peajes del SST), así mismo, de acuerdo con el análisis efectuado en la presente fijación, el costo total anual del SPT (RASPT) sería de USD 25 879 565. La suma de ambos montos resulta en USD 47 378 174, que es menor a la RA2(24), en USD 86 656 029. Por lo tanto, según lo señalado en el Anexo N° 7 del Contrato de Concesión de REP, no corresponde realizar reajuste en los peajes de los SST aplicables a los clientes regulados.

En consecuencia, se recomienda fijar el Costo Total de Transmisión por el SPT de REP en USD 112 535 594, tal como se muestra en el Cuadro N° 4.21:

Cuadro N°4.21. Determinación de la RASST y RASPT (24)

Concepto	USD
RA	197,387,524
RA1	63,353,321
RA2	134,034,203
RA2 SST	21,498,609
ITA	173,119
PSST	21,325,490
RA2 SPT	112,535,594

RA: Parte de la RA asignada a los generadores

RA2: Parte de la RA asignada a los consumidores finales

4.8.2 Compensación Tarifaria

De acuerdo con el artículo 30²⁵ del RIEE²⁶, corresponde que Osinergrmin efectúe una compensación tarifaria con los montos recaudados por el COES por concepto de Ingreso Tarifario de los enlaces internacionales. Dicha compensación tarifaria se

²⁵ **Artículo 30°.- Compensación tarifaria**

Los montos recaudados por el COES por concepto de Ingreso Tarifario de los Enlaces Internacionales, serán asignados a la demanda nacional a través de la reducción de los peajes del Sistema Principal de Transmisión, deducidos los tributos de ley, de acuerdo a las disposiciones y procedimientos que al efecto dicte Osinergrmin.

²⁶ En tanto se encuentre vigente el periodo de suspensión de la Decisión 536 de la Comunidad Andina de Naciones, el Artículo 2° de la Decisión 757 aprueba como Anexo II el "Régimen Transitorio Aplicable a las Transacciones Internacionales de Electricidad entre Perú y Ecuador", complementado mediante el Reglamento Interno aprobado mediante Decreto Supremo N° 011-2012-EM publicado el 6 de mayo de 2012.

destina a la reducción de los peajes del SPT, de acuerdo a las disposiciones y procedimientos que al efecto dicte Osinergmin.

4.8.3 Cargo Unitario por Capacidad de Generación Eléctrica

Corresponde determinar el Cargo Unitario por Capacidad de Generación Eléctrica (CUCGE), de acuerdo con lo dispuesto por el Procedimiento “Cargo por Capacidad de Generación Eléctrica”, aprobado por Resolución N° 073-2016-OS/CD, en cumplimiento de la Ley 29970, del Decreto Supremo N° 038-2013-EM y de los contratos de compromiso de inversión con Samay I S.A. y ENGIE Energía Perú S.A.

Al respecto, conforme se detalla en el Anexo S, la compensación prevista para los próximos 12 meses se muestra en el Cuadro N° 4.22.

Cuadro N° 4.22

Detalle	S//kW-mes
CUCGE para C.T. Puerto Bravo (Samay I)	2,533
CUCGE para C.T. NEPI (ENGIE)	2,032

4.8.4 Cargo Unitario por Compensación por Seguridad de Suministro

Corresponde determinar el Cargo Unitario por Compensación por Seguridad de Suministro (CUCSS), de acuerdo con lo dispuesto por la norma “Compensación Adicional por Seguridad de Suministro”, aprobada por Resolución N° 651-2008-OS/CD y modificada mediante Resolución N° 152-2012-OS/CD²⁷.

Al respecto, conforme se detalla en el Anexo O, la compensación considera el pago para los próximos 12 meses para las centrales térmicas que se muestran en el Cuadro N° 4.23.

Cuadro N° 4.23

Detalle	S//kW-mes
CUCSS para No Reserva Fría	0,285
CUCSS para Reserva Fría de Talara	0,925
CUCSS para Reserva Fría de Ilo	2,052
CUCSS para Reserva Fría de Pto. Eten	1,072
CUCSS para Reserva Fría de Puerto Maldonado	0,130
CUCSS para Reserva Fría de Pucallpa	0,226

4.8.5 Cargo Unitario por Prima de Generación con Recursos Energéticos Renovables

Corresponde determinar el Cargo Unitario por Prima de Generación con Recursos Energéticos Renovables de acuerdo con lo dispuesto por la norma “Procedimiento de Cálculo de la Prima para la Generación con Recursos Energéticos Renovables”, aprobada por Resolución N° 001-2010-OS/CD y sus modificatorias, en cumplimiento de lo dispuesto en el Decreto Legislativo N° 1002 y el Reglamento de la Generación de Electricidad con Energías Renovables, aprobado con Decreto Supremo N° 050-

²⁷ Esta modificación se realizó con la finalidad de incluir el pago de las unidades de generación que presente el servicio de Reserva Fría (RF), que fueron adjudicadas en los procesos de licitación llevados por PROINVERSION por encargo de MINEM.

2008-EM, que tienen por finalidad promover el aprovechamiento de los Recursos Energéticos Renovables.

Al respecto, conforme se detalla en el Anexo P. El cargo unitario resultante es de 7,083 S//kW-mes.

4.8.6 Cargo Unitario por Compensación FISE

Corresponde determinar el Cargo Unitario por Compensación FISE de acuerdo con lo dispuesto en cumplimiento de lo dispuesto en el numeral 4.3 del artículo 4 de la Ley 29852.

Al respecto, conforme se detalla en el Anexo Q, la compensación prevista es de S/ 35 569 491. El cargo unitario resultante es de 0,387 S//kW-mes.

4.8.7 Cargo Unitario por Confiabilidad de la Cadena de Suministro Eléctrico

Corresponde determinar el Cargo Unitario por Confiabilidad de la Cadena de Suministro Eléctrico de acuerdo a lo dispuesto en la Ley N° 29970.

Al respecto, conforme se detalla en el Anexo R, la compensación prevista es de S/ 73 599 477. El cargo unitario resultante es de 0,823 S//kW-mes.

4.8.8 Determinación del Peaje por Conexión

El Peaje por Conexión Unitario se calcula dividiendo el monto del Peaje por Conexión entre la Máxima Demanda Anual proyectada a ser entregada a los clientes. Para el presente caso, se ha considerado una Máxima Demanda Anual esperada igual a 7 456,59 MW, a nivel de ventas.

Con el VNR reconocido para el sistema de transmisión y los costos de operación y mantenimiento señalados anteriormente, el Peaje por Conexión al SPT resulta igual a 86,756 USD/kW-año.

De igual manera para el Peaje de Transmisión al SGT se tiene 43,364 USD/kW-año.

Todos los cargos son aplicables tanto a los Usuarios Regulados como a los Usuarios Libres.

Los peajes de proyectos previstos a ingresar en el año tarifario, se aplicarán conforme las instalaciones de transmisión ingresen en operación comercial.

Asimismo, se ha procedido agrupar los cargos que corresponden a un mismo Contrato de Transmisión.

5. Precios en Barra en Subestaciones Base

La barra de referencia para la aplicación del Precio Básico de la Energía es la ciudad de Lima (barras de San Juan, Santa Rosa, Chavarría, Los Industriales y Carapongo a 220 kV). Asimismo, Lima representa alrededor del 50% de la demanda del SEIN y es un punto al cual convergen los sistemas secundarios de los principales centros de generación. Para el Precio Básico de la Potencia se considera como referencia la ciudad de Lima en 220 kV, por ser ésta la ubicación más conveniente para instalar capacidad adicional de potencia de punta en el SEIN.

5.1. Tarifas Teóricas

Las tarifas teóricas de potencia y energía en cada Subestación Base, que se determinan expandiendo los precios básicos con los respectivos factores de pérdidas y nodales, se muestran en el Cuadro N° 5.1. En el mismo cuadro se presentan los correspondientes cargos por transmisión.

Cuadro N° 5.1. Tarifas Teóricas

Barra	PPM	PCSPT	PEMP	PEMF
	S/ /kW-mes	S/ /kW-mes	ctm. S/ /kWh	ctm. S/ /kWh
Zorritos	21,58	38,885	18,13	16,83
Talara	21,58	38,885	18,03	16,74
Valle del Chira 220kV	21,58	38,885	18,01	16,72
Piura Oeste	21,58	38,885	17,98	16,69
La Niña	21,58	38,885	17,79	16,53
Chiclayo Oeste	21,58	38,885	17,83	16,55
Carhuaquero 220	21,58	38,885	17,63	16,36
Carhuaquero 138	21,58	38,885	17,63	16,36
Cutervo 138	21,58	38,885	17,88	16,53

Barra	PPM	PCSPT	PEMP	PEMF
	S/ /kW-mes	S/ /kW-mes	ctm. S/ /kWh	ctm. S/ /kWh
Jaen 138	21,58	38,885	18,11	16,77
Guadalupe 220	21,58	38,885	17,76	16,49
Guadalupe 60	21,58	38,885	17,79	16,52
La Ramada	21,58	38,885	17,42	16,19
Cajamarca	21,58	38,885	17,60	16,34
Trujillo Norte	21,58	38,885	17,65	16,40
Chimbote 1 220	21,58	38,885	17,50	16,27
Chimbote 1 138	21,58	38,885	17,53	16,30
Paramonga N 220	21,58	38,885	17,17	15,98
Paramonga N 138	21,58	38,885	17,13	15,96
Paramonga 138	21,58	38,885	17,05	15,91
Medio Mundo 220kV	21,58	38,885	17,14	15,96
Huacho	21,58	38,885	17,10	15,92
Lomera	21,58	38,885	17,11	15,88
Zapallal	21,58	38,885	17,09	15,84
Carabayllo	21,58	38,885	17,06	15,80
Ventanilla	21,58	38,885	17,14	15,88
La Planicie	21,58	38,885	17,10	15,83
Chavarría	21,58	38,885	17,15	15,89
Santa Rosa	21,58	38,885	17,16	15,89
San Juan	21,58	38,885	16,88	15,66
Cantera	21,58	38,885	16,84	15,65
Chilca 220	21,58	38,885	16,73	15,53
Asia 220	21,58	38,885	16,77	15,58
Alto Praderas 220	21,58	38,885	16,84	15,62
Independencia	21,58	38,885	16,88	15,72
Ica	21,58	38,885	16,89	15,72
Marcona	21,58	38,885	17,15	15,85
Chincha Nueva 220kV	21,58	38,885	16,89	15,73
Nazca Nueva 220kV	21,58	38,885	17,07	15,80
Chiribamba 220kV	21,58	38,885	16,80	15,60
Mantaro	21,58	38,885	16,64	15,41
Huayucachi	21,58	38,885	16,75	15,50
Pachachaca	21,58	38,885	16,85	15,62
Pomacocha	21,58	38,885	16,86	15,63
Huancavelica	21,58	38,885	16,73	15,51
Callahuanca ELP	21,58	38,885	16,93	15,69
Cajamarquilla	21,58	38,885	17,07	15,82
Huallanca 138	21,58	38,885	17,16	15,97
Vizcarra	21,58	38,885	17,15	15,93
Tingo María 220	21,58	38,885	17,37	16,09

Barra	PPM	PCSPT	PEMP	PEMF
	S/ /kW-mes	S/ /kW-mes	ctm. S/ /kWh	ctm. S/ /kWh
Aguaytía 220	21,58	38,885	17,45	16,16
Aguaytía 138	21,58	38,885	17,50	16,20
Aguaytía 22,9	21,58	38,885	17,49	16,18
Pucallpa 138	21,58	38,885	17,93	16,53
Pucallpa 60	21,58	38,885	17,95	16,53
Aucayacu	21,58	38,885	17,63	16,33
Tocache	21,58	38,885	17,83	16,52
Belaunde 138	21,58	38,885	17,97	16,62
Caclic	21,58	38,885	17,85	16,53
Tingo María 138	21,58	38,885	17,40	16,11
Huánuco 138	21,58	38,885	17,29	15,97
Paragsha II 138	21,58	38,885	16,84	15,63
Paragsha 220	21,58	38,885	16,80	15,60
Yaupi 138	21,58	38,885	16,52	15,36
Yuncan 138	21,58	38,885	16,63	15,45
Yuncan 220	21,58	38,885	16,68	15,49
Oroya Nueva 220	21,58	38,885	16,82	15,61
Oroya Nueva 138	21,58	38,885	16,71	15,52
Oroya Nueva 50	21,58	38,885	16,76	15,57
Carhuamayo 138	21,58	38,885	16,74	15,55
Carhuamayo 220	21,58	38,885	16,77	15,57
Caripa 138	21,58	38,885	16,64	15,45
Desierto 220	21,58	38,885	16,88	15,71
Condorcocha 138	21,58	38,885	16,65	15,46
Condorcocha 44	21,58	38,885	16,65	15,46
Machupicchu	21,58	38,885	16,94	15,57
Cachimayo	21,58	38,885	17,50	16,06
Dolorespata	21,58	38,885	17,57	16,10
Quencoro	21,58	38,885	17,56	16,10
Combapata	21,58	38,885	17,81	16,29
Tintaya	21,58	38,885	17,98	16,46
Tintaya Nueva	21,58	38,885	17,93	16,41
Ayaviri	21,58	38,885	17,77	16,25
Azángaro	21,58	38,885	17,65	16,13
San Gaban	21,58	38,885	16,81	15,38
Mazuco	21,58	38,885	17,25	15,59
Puerto Maldonado	21,58	38,885	18,37	15,82
Juliaca	21,58	38,885	17,81	16,26
Puno 138	21,58	38,885	17,81	16,26
Puno 220	21,58	38,885	17,78	16,24
Callalli	21,58	38,885	17,95	16,45

Barra	PPM	PCSPT	PEMP	PEMF
	S/ /kW-mes	S/ /kW-mes	ctm. S/ /kWh	ctm. S/ /kWh
Santuario	21,58	38,885	17,73	16,26
Socabaya 138	21,58	38,885	17,72	16,23
Socabaya 220	21,58	38,885	17,70	16,21
Cotaruse 220	21,58	38,885	17,27	15,89
Cerro Verde	21,58	38,885	17,78	16,25
Repartición	21,58	38,885	17,91	16,23
Mollendo	21,58	38,885	18,02	16,32
Moquegua 220	21,58	38,885	17,71	16,20
Moquegua 138	21,58	38,885	17,73	16,22
Ilo 138	21,58	38,885	17,91	16,37
Botiflaca 138	21,58	38,885	17,85	16,33
Toquepala	21,58	38,885	17,88	16,36
Aricota 138	21,58	38,885	17,76	16,31
Aricota 66	21,58	38,885	17,71	16,30
Tacna 220	21,58	38,885	17,78	16,24
Tacna 66	21,58	38,885	17,84	16,27

5.2. Comparación de los Precios Teóricos

5.2.1. Comparación con los Precios (“Regimen Anterior”)

A fin de cumplir con las disposiciones de la Tercera Disposición Complementaria Transitoria²⁸ y de la Segunda Disposición Complementaria Final de la Ley 28832²⁹ y conforme lo establece el “Procedimiento para Comparación de Precios Regulados” que se aprobó con la Resolución N° 273-2010-OS/CD, aplicable a los contratos bilaterales vigentes del Régimen Anterior, antes 19 de enero de 2025, correspondiente a la fecha de publicación de la Ley 32249 que modificó la Ley

²⁸ TERCERA.- Adecuación de la Referencia del Precio en Barra

Mientras la energía adquirida mediante Licitaciones a que se refiere el Capítulo Segundo sea inferior al treinta por ciento (30%) de la demanda de energía de los Usuarios. Regulados del SEIN, la comparación de las tarifas con los precios libres establecida en el artículo 53° de la Ley de Concesiones Eléctricas, se hará con la media ponderada de los precios obtenidos de las Licitaciones y los precios de los contratos con los Usuarios Libres.

OSINERG definirá el procedimiento para comparar el precio teórico, determinado según el artículo 47° de la Ley de Concesiones Eléctricas, con el nuevo referente producto de las Licitaciones.

²⁹ SEGUNDA DISPOSICIÓN COMPLEMENTARIA FINAL. Nueva referencia para la comparación del precio en barra

El precio en barra a nivel generación que fija el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinerghmin) no puede diferir en más de 10 % del promedio ponderado de los precios de las licitaciones y de los contratos de los usuarios libres, vigentes al 31 de marzo de cada año, según se establece en el reglamento.

Esta nueva referencia es aplicable únicamente a los nuevos contratos que se suscriban como resultado de las contrataciones de suministro realizadas con o sin licitación. Los contratos bilaterales vigentes se sujetan a las Precios en Barra determinadas según el régimen anterior. Para estos fines, el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinerghmin) efectúa los cálculos que correspondan.

28832, se comparan el Precio Básico de la Energía teórico únicamente con el precio promedio ponderado de los precios de las licitaciones. Esto último toda vez que la energía contratada mediante licitaciones efectuadas desde el año 2006 a la fecha representa más de 80% de la energía destinada al mercado regulado; en este sentido, se ha considerado los contratos firmados por las empresas de distribución eléctrica como resultado de sus respectivos procesos de licitación efectuados al amparo de la Ley 28832.

En base a ello, se tiene que el precio promedio de las licitaciones resulta 28,93 céntimos de S//kWh; y dado que el precio teórico no se encuentra en el rango del 10% del precio ponderado de licitaciones, los valores resultantes han sido ajustados con un factor 2,0943. En el Cuadro N° 5.2 se muestran los precios, en Soles, aplicables para la presente fijación de Precios en Barra.

Cuadro N° 5.2. Precios en Barra (en moneda nacional)

Subestación	Tensión	PPM	PEMP	PEMF
	kV	S//kW-mes	ctm. S//kWh	ctm. S//kWh
Zorritos	220	21,58	25,36	23,53
Talara	220	21,58	25,21	23,41
Valle Chira	220	21,58	25,19	23,39
Piura Oeste	220	21,58	25,14	23,34
La Niña	220	21,58	24,88	23,12
Chiclayo Oeste	220	21,58	24,94	23,14
Carhuaquero	220	21,58	24,65	22,88
Carhuaquero	138	21,58	24,65	22,87
Cutervo	138	21,58	25,01	23,12
Jaen	138	21,58	25,32	23,46
Guadalupe	220	21,58	24,83	23,06
Guadalupe	60	21,58	24,87	23,10
La Ramada	220	21,58	24,36	22,64
Cajamarca	220	21,58	24,61	22,85
Trujillo Norte	220	21,58	24,68	22,93
Chimbote 1	220	21,58	24,47	22,76
Chimbote 1	138	21,58	24,51	22,79
Paramonga Nueva	220	21,58	24,01	22,35
Paramonga Nueva	138	21,58	23,96	22,32
Paramonga Existente	138	21,58	23,84	22,25
Medio Mundo	220	21,58	23,97	22,31
Huacho	220	21,58	23,92	22,27
Lomera	220	21,58	23,93	22,21
Zapallal	220	21,58	23,90	22,15
Carabayllo	220	21,58	23,86	22,10
Ventanilla	220	21,58	23,96	22,21
La Planicie	220	21,58	23,91	22,14
Lima	220	21,58	23,99	22,22
Cantera	220	21,58	23,55	21,89
Chilca	220	21,58	23,39	21,72
Asia	220	21,58	23,46	21,78

Subestación	Tensión	PPM	PEMP	PEMF
	kV	S/ /kW-mes	ctm. S/ /kWh	ctm. S/ /kWh
Alto Praderas	220	21,58	23,55	21,84
Independencia	220	21,58	23,60	21,98
Ica	220	21,58	23,62	21,98
Marcona	220	21,58	23,99	22,17
Chincha Nueva	220	21,58	23,62	22,00
Nazca Nueva	220	21,58	23,87	22,10
Chiribamba	220	21,58	23,50	21,82
Mantaro	220	21,58	23,27	21,55
Huayucachi	220	21,58	23,43	21,68
Pachachaca	220	21,58	23,57	21,85
Pomacocha	220	21,58	23,58	21,86
Huancavelica	220	21,58	23,39	21,69
Callahuanca	220	21,58	23,67	21,94
Cajamarquilla	220	21,58	23,87	22,12
Huallanca	138	21,58	24,00	22,33
Vizcarra	220	21,58	23,98	22,27
Tingo María	220	21,58	24,29	22,50
Aguaytía	220	21,58	24,41	22,60
Aguaytía	138	21,58	24,48	22,65
Aguaytía	22,9	21,58	24,45	22,63
Pucallpa	138	21,58	25,07	23,11
Pucallpa	60	21,58	25,10	23,12
Aucayacu	138	21,58	24,66	22,84
Tocache	138	21,58	24,93	23,11
Belaunde	138	21,58	25,13	23,25
Caclic	220	21,58	24,96	23,12
Tingo María	138	21,58	24,33	22,53
Huánuco	138	21,58	24,18	22,33
Paragsha II	138	21,58	23,56	21,86
Paragsha	220	21,58	23,50	21,82
Yaupi	138	21,58	23,11	21,48
Yuncan	138	21,58	23,26	21,61
Yuncan	220	21,58	23,32	21,67
Oroya Nueva	220	21,58	23,53	21,83
Oroya Nueva	138	21,58	23,36	21,71
Oroya Nueva	50	21,58	23,44	21,77
Carhuamayo	138	21,58	23,41	21,74
Carhuamayo Nueva	220	21,58	23,46	21,78
Caripa	138	21,58	23,27	21,61
Desierto	220	21,58	23,60	21,97
Condorcocha	138	21,58	23,29	21,62
Condorcocha	44	21,58	23,29	21,62
Machupicchu	138	21,58	23,69	21,78

Subestación	Tensión	PPM	PEMP	PEMF
	kV	S/ /kW-mes	ctm. S/ /kWh	ctm. S/ /kWh
Cachimayo	138	21,58	24,47	22,46
Cusco	138	21,58	24,57	22,52
Combapata	138	21,58	24,90	22,79
Tintaya	138	21,58	25,14	23,02
Tintaya Nueva	220	21,58	25,07	22,95
Ayaviri	138	21,58	24,85	22,73
Azángaro	138	21,58	24,68	22,56
San Gaban	138	21,58	23,51	21,50
Mazuco	138	21,58	24,12	21,80
Puerto Maldonado	138	21,58	25,69	22,12
Juliaca	138	21,58	24,90	22,74
Puno	138	21,58	24,90	22,74
Puno	220	21,58	24,86	22,71
Callalli	138	21,58	25,10	23,00
Santuario	138	21,58	24,80	22,74
Arequipa	138	21,58	24,79	22,70
Socabaya	220	21,58	24,75	22,67
Cotaruse	220	21,58	24,15	22,22
Cerro Verde	138	21,58	24,87	22,72
Repartición	138	21,58	25,04	22,70
Mollendo	138	21,58	25,20	22,82
Moquegua	220	21,58	24,77	22,66
Moquegua	138	21,58	24,80	22,68
Ilo ELS	138	21,58	25,04	22,89
Botiflaca	138	21,58	24,96	22,84
Toquepala	138	21,58	25,00	22,87
Aricota	138	21,58	24,84	22,81
Aricota	66	21,58	24,77	22,79
Tacna (Los Héroes)	220	21,58	24,87	22,71
Tacna (Los Héroes)	66	21,58	24,96	22,75

5.2.2. Comparación con los Precios Licitados y Contratos Libres

En conformidad con la Segunda Disposición Complementaria Final de la Ley 28832, aprobada mediante Ley N° 32249, los precios en barra, no puede diferir en 10% del precio promedio ponderado de los precios de las licitaciones y de los contratos libres, vigentes al 31 de marzo de cada año.

En ese sentido, para el SEIN, en el Cuadro N° 5.3, se muestra el precio promedio de las licitaciones y los contratos de usuarios libres, resulta 21,80 céntimos de S//kWh.

Cuadro N°5.3. Comparación Precio Ponderado vs Teórico

	PPM S//kW-mes	PEMP Ctm. S//kWh	PEFP Ctm. S//kWh	
Ponderado Licitaciones	29,79	28,36	23,15	
Ponderado Libres	25,26	15,45	14,81	
Barra Teórico	21,58	11,45	10,61	
Precio Licitación	4,825	24,108	28,93	Ctm. S/ /kWh
Precio Libre	4,092	14,925	19,02	Ctm. S/ /kWh
Precio Ponderado			21,80	Ctm. S/ /kWh
Precio Teórico	3,496	10,764	14,26	Ctm. S/ /kWh
Comparación			0,6542	Teórico/(Licitación + Libre)
Factor de Ajuste			1,4976	

5.3. Precios en Barra

Dado que el precio teórico no se encuentra en el rango del 10% del precio ponderado de licitaciones y los contratos de usuarios libres, los valores resultantes han sido ajustados. En el Cuadro N° 5.4 se muestran los precios, en Soles, aplicables para la presente fijación de Precios en Barra.

Cuadro N° 5.4. Precios en Barra (en moneda nacional)

Subestación	Tensión	PPM	PEMP	PEMF
	kV	S/ /kW-mes	ctm. S/ /kWh	ctm. S/ /kWh
Zorritos	220	21,58	18,13	16,83
Talara	220	21,58	18,03	16,74
Valle Chira	220	21,58	18,01	16,72
Piura Oeste	220	21,58	17,98	16,69
La Niña	220	21,58	17,79	16,53
Chiclayo Oeste	220	21,58	17,83	16,55
Carhuaquero	220	21,58	17,63	16,36
Carhuaquero	138	21,58	17,63	16,36
Cutervo	138	21,58	17,88	16,53
Jaen	138	21,58	18,11	16,77
Guadalupe	220	21,58	17,76	16,49
Guadalupe	60	21,58	17,79	16,52
La Ramada	220	21,58	17,42	16,19
Cajamarca	220	21,58	17,60	16,34
Trujillo Norte	220	21,58	17,65	16,40
Chimbote I	220	21,58	17,50	16,27
Chimbote I	138	21,58	17,53	16,30
Paramonga Nueva	220	21,58	17,17	15,98
Paramonga Nueva	138	21,58	17,13	15,96
Paramonga Existente	138	21,58	17,05	15,91
Medio Mundo	220	21,58	17,14	15,96
Huacho	220	21,58	17,10	15,92
Lomera	220	21,58	17,11	15,88
Zapallal	220	21,58	17,09	15,84

Subestación	Tensión	PPM	PEMP	PEMF
	kV	S/ /kW-mes	ctm. S/ /kWh	ctm. S/ /kWh
Carabayllo	220	21,58	17,06	15,80
Ventanilla	220	21,58	17,14	15,88
La Planicie	220	21,58	17,10	15,83
Lima (1)	220	21,58	17,16	15,89
Cantera	220	21,58	16,84	15,65
Chilca	220	21,58	16,73	15,53
Asia	220	21,58	16,77	15,58
Alto Praderas	220	21,58	16,84	15,62
Independencia	220	21,58	16,88	15,72
Ica	220	21,58	16,89	15,72
Marcona	220	21,58	17,15	15,85
Chincha Nueva	220	21,58	16,89	15,73
Nazca Nueva	220	21,58	17,07	15,80
Chiribamba	220	21,58	16,80	15,60
Mantaro	220	21,58	16,64	15,41
Huayucachi	220	21,58	16,75	15,50
Pachachaca	220	21,58	16,85	15,62
Pomacocha	220	21,58	16,86	15,63
Huancavelica	220	21,58	16,73	15,51
Callahuanca	220	21,58	16,93	15,69
Cajamarquilla	220	21,58	17,07	15,82
Huallanca	138	21,58	17,16	15,97
Vizcarra	220	21,58	17,15	15,93
Tingo María	220	21,58	17,37	16,09
Aguaytía	220	21,58	17,45	16,16
Aguaytía	138	21,58	17,50	16,20
Aguaytía	22,9	21,58	17,49	16,18
Pucallpa	138	21,58	17,93	16,53
Pucallpa	60	21,58	17,95	16,53
Aucayacu	138	21,58	17,63	16,33
Tocache	138	21,58	17,83	16,52
Belaunde	138	21,58	17,97	16,62
Caclic	220	21,58	17,85	16,53
Tingo María	138	21,58	17,40	16,11
Huánuco	138	21,58	17,29	15,97
Paragsha II	138	21,58	16,84	15,63
Paragsha	220	21,58	16,80	15,60
Yaupi	138	21,58	16,52	15,36
Yuncan	138	21,58	16,63	15,45
Yuncan	220	21,58	16,68	15,49
Oroya Nueva	220	21,58	16,82	15,61
Oroya Nueva	138	21,58	16,71	15,52
Oroya Nueva	50	21,58	16,76	15,57

Subestación	Tensión	PPM	PEMP	PEMF
	kV	S/ /kW-mes	ctm. S/ /kWh	ctm. S/ /kWh
Carhuamayo	138	21,58	16,74	15,55
Carhuamayo Nueva	220	21,58	16,77	15,57
Caripa	138	21,58	16,64	15,45
Desierto	220	21,58	16,88	15,71
Condorcocha	138	21,58	16,65	15,46
Condorcocha	44	21,58	16,65	15,46
Machupicchu	138	21,58	16,94	15,57
Cachimayo	138	21,58	17,50	16,06
Cusco (2)	138	21,58	17,57	16,10
Combapata	138	21,58	17,81	16,29
Tintaya	138	21,58	17,98	16,46
Tintaya Nueva	220	21,58	17,93	16,41
Ayaviri	138	21,58	17,77	16,25
Azángaro	138	21,58	17,65	16,13
San Gaban	138	21,58	16,81	15,38
Mazuco	138	21,58	17,25	15,59
Puerto Maldonado	138	21,58	18,37	15,82
Juliaca	138	21,58	17,81	16,26
Puno	138	21,58	17,81	16,26
Puno	220	21,58	17,78	16,24
Callalli	138	21,58	17,95	16,45
Santuario	138	21,58	17,73	16,26
Arequipa (3)	138	21,58	17,72	16,23
Socabaya	220	21,58	17,70	16,21
Cotaruse	220	21,58	17,27	15,89
Cerro Verde	138	21,58	17,78	16,25
Repartición	138	21,58	17,91	16,23
Mollendo	138	21,58	18,02	16,32
Moquegua (4)	220	21,58	17,71	16,20
Moquegua (4)	138	21,58	17,73	16,22
Ilo ELS (5)	138	21,58	17,91	16,37
Botiflaca	138	21,58	17,85	16,33
Toquepala	138	21,58	17,88	16,36
Aricota	138	21,58	17,76	16,31
Aricota	66	21,58	17,71	16,30
Tacna (Los Héroes)	220	21,58	17,78	16,24
Tacna (Los Héroes)	66	21,58	17,84	16,27

6. Sistemas Aislados

6.1. Marco de Referencia para la determinación de los Precios en Barra

Osinergmin fija cada año los Precios en Barra para el SEIN y los Sistemas Aislados. En el caso del SEIN, la LCE y el RLCE establecen normas y procedimientos detallados para los estudios tarifarios donde participan los Subcomités de Generadores y Transmisores del COES. En el caso de los Sistemas Aislados, el RLCE señala que se aplicarán, en lo pertinente, los mismos criterios que se aplican en el SEIN y que las funciones del cálculo de tarifas serán asumidas por el Osinergmin³⁰.

Adicionalmente, el artículo 30 de la Ley 28832, dispone la creación del “Mecanismo de Compensación para Sistemas Aislados” (en adelante “MCSA”), con la finalidad de compensar el diferencial entre los Precios en Barra de los Sistemas Aislados y los Precios en Barra del SEIN³¹.

A fin de implementar lo establecido en la Ley 28832, con Decreto Supremo N° 069-2006-EM (DS-069), publicado el 26 de noviembre de 2006, se aprobó el “Reglamento del Mecanismo de Compensación para Sistemas Aislados” en el que

³⁰ **Artículo 130° (RLCE).** – Para los efectos del Artículo 56° de la Ley, se consideran Sistema Aislados, a todos aquellos que no cumplen las condiciones establecidas en el Artículo 80° del Reglamento.

La Comisión fijará únicamente los Precios en Barra destinada a los usuarios del Servicio Público; observando en lo pertinente, los mismos criterios señalados en Título V de la Ley y del Reglamento. Las funciones asignadas al COES, en cuanto a cálculo o determinación tarifaria, serán asumidos por la Comisión, empleando la información de los titulares de generación y transmisión

³¹ **Artículo 30° (Ley N° 28832).** – **Mecanismo de Compensación para Sistemas Aislados**

30.1 Créase el Mecanismo de Compensación para Sistemas Aislados destinado a favorecer el acceso y utilización de la energía eléctrica a los Usuarios Regulados atendidos por Sistemas Aislados. Su finalidad es compensar una parte del diferencial entre los Precios en Barra de Sistemas Aislados y los Precios en Barra del SEIN, según lo que establece el Reglamento.

30.2 Los recursos necesarios para el funcionamiento del Mecanismo de Compensación para Sistemas Aislados se obtendrán de hasta el cincuenta por ciento (50%) del aporte de los Usuarios de electricidad, a que se refiere el inciso h. del artículo 7 de la Ley N° 28749. El monto específico será determinado por el Ministerio de Energía y Minas cada año, de conformidad a lo que establece el Reglamento.

se establecen las premisas, condiciones y procedimientos necesarios para la aplicación del MCSA. Asimismo, en las disposiciones finales del DS-069 se establece que Osinerghmin deberá aprobar el procedimiento que se requiera para su efectiva aplicación a partir de la fijación de Precios en Barra para el período mayo 2007 – abril 2008.

Osinerghmin en atención de lo dispuesto en la Segunda Disposición Final del DS-069, publicó la norma “Procedimiento para la Aplicación y Administración del Mecanismo de Compensación para Sistemas Aislados”, aprobado mediante Resolución N° 167-2007-OS/CD, publicada el 11 de abril de 2007, y sus modificatorias³².

6.2. Criterios Generales

La Ley 28832 complementa el marco general establecido para la regulación del sector eléctrico; en este sentido, mantiene los criterios de eficiencia a que se refiere el artículo 8 de la LCE³³. Es por ello que, en la fijación de los Precios en Barra de los Sistemas Aislados, se utilizan los siguientes criterios generales para la determinación de los costos a considerarse en la determinación de las tarifas:

- a) Los costos de inversión incluyen la anualidad de la inversión de la unidad de generación, las obras civiles de la central y de la subestación eléctrica de salida de la central. En donde corresponda se incluye el costo de un subsistema de transmisión eficiente para llevar la energía desde la central hasta las redes de distribución.
- b) Los costos de operación considerados incluyen los costos fijos de personal más los costos variables de combustible y no combustible.

En general, para el cálculo de la tarifa se asume que la demanda es cubierta con un sistema de generación adaptado a las necesidades de cada carga. Para tal fin se calcula el costo eficiente que resulta de agregar las componentes de inversión y de operación y mantenimiento para abastecer cada kWh de la demanda. El producto del consumo total del año por el costo, así determinado del kWh, debe permitir recuperar los costos anuales de inversión y operación de una instalación suficiente para abastecer la demanda con una reserva adecuada.

Dada la diversidad de Sistemas Aislados y su gran número, se ha tipificado las características de estos sistemas buscando un enfoque sistemático que simplifique la fijación tarifaria.

A esos efectos, inicialmente los sistemas se discriminan en dos grandes categorías:

- Mayores, como aquellos con potencia máxima anual demandada superior a 3 000 kW, y

³² Resolución N° 483-2007-OS/CD, publicada el 17 de agosto de 2007; Resolución N° 556-2007-OS/CD, publicada el 12 de setiembre de 2007 y Resolución N° 163-2009-OS/CD, publicada el 16 de setiembre de 2009.

³³ **Artículo 8° (LCE) .-** 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.
(...)

- Menores, como aquellos con potencia máxima anual demandada de 3 000 kW o inferior.

Asimismo, se ha efectuado una tipificación a los sistemas aislados en función de su fuente primaria de abastecimiento y otros criterios³⁴, determinando un conjunto que en la actualidad asciende a once (11) categorías, las que se muestran en el Cuadro N° 6.1.

Cuadro N°6.1. Tipificación de los Sistemas Aislados en función de su fuente primaria

Categoría	Descripción
Típico A	Aplicable a Sistemas Aislados con generación termoeléctrica Diésel con predominio de potencia efectiva Diésel mayor al 50%, no precisados en los Sistemas Típicos E, I, L y R.
Típico B	Otros Sistemas Aislados distintos al Aislado Típico A, no precisados en los Sistemas Típicos E, I, L y R.
Típico E	Sistema Aislado con generación termoeléctrica de Iquitos, perteneciente a la empresa Electro Oriente (1).
Típico I	Aplicable a Sistemas Aislados con generación termoeléctrica Diésel con predominio de potencia efectiva Diésel mayor al 50%, pertenecientes a la empresa Electro Oriente, no precisados en los Sistemas Típicos E y L.
Típico L	Aplicable a Sistemas Aislados de Frontera con generación termoeléctrica Diésel con predominio de potencia efectiva Diésel mayor al 50%, pertenecientes a las empresas Electro Oriente, no precisados en los Sistemas Típico A, E, I, N y P.
Típico M	Sistema Aislado con generación mixta de Atalaya, perteneciente a la concesión de la empresa Electro Ucayali.
Típico N	Sistema Aislado con generación a gas natural de Camisea, perteneciente a la empresa Electro Sur Este. (2)
Típico P	Sistema Aislado con generación fotovoltaica BESS de Purús, perteneciente a la concesión de la empresa Electro Ucayali.
Típico Q	Sistema Aislado con generación fotovoltaica BESS de Isla Amantani, perteneciente a la concesión de la empresa Electro Puno.
Típico R	Aplicable a Sistemas Aislados del Datem del Marañón con generación termoeléctrica Diésel con predominio de potencia efectiva Diésel mayor al 50%, pertenecientes a la empresa Adinelsa.
Típico S	Sistema Aislado con generación fotovoltaica BESS de San Lorenzo, perteneciente a la concesión de la empresa Electro Oriente.

(1) Incluye a la Central Térmica de Reserva Fría de Iquitos.

(2) En el año 2018 Electro Sur Este solicitó pliegos tarifarios para este sistema aislado, alegando que le sería transferido la titularidad. A la fecha, este sistema sigue siendo atendido por las municipalidades. Sin embargo, se ha visto por conveniente dar la señal de precio por sus características particulares.

Adicionalmente, a estas categorías en generación, con Resolución Directoral N° 159-2021-MEM/DGE, se estableció los sectores de distribución típicos para efectos de la fijación del VAD, los cuales permiten tratar a los sistemas aislados en forma

³⁴ Para fines regulatorios, los sistemas aislados menores se subdividen en predominantemente termoeléctricos (Típico A) e hidroeléctricos (Típico B), estableciendo un subconjunto en los termoeléctricos por su ubicación en Selva (Típico I) o por encontrarse en zona de frontera (Típico L), para tomar en cuenta la diferencia en los costos de combustible. Cabe señalar que, a la fecha, los Sistemas Aislados mayores de Jaén Bagua, Puerto Maldonado y San Martín fueron interconectados al SEIN en los años 2009 y 2010.

sistemática para fines tarifarios de distribución, los cuales se detallan en el Cuadro N° 6.2.

Cuadro N° 6.2 Sectores Típicos de Distribución

Módulo	Caracterización geográfica y densidad de carga
Sector de Distribución Típico 1	Sector urbano de alta densidad de carga
Sector de Distribución Típico 2	Sector urbano de media y baja densidad de carga
Sector de Distribución Típico 3	Sector urbano-rural de baja densidad de carga
Sector de Distribución Típico 4	Sector rural de baja densidad de carga
Sector de Distribución Típico Sistemas Eléctricos Rurales (SER)	Sector rural de baja densidad de carga a efectos de la Ley General de Electrificación Rural

Para el presente informe, se han incorporado las pérdidas de distribución en la proyección de la demanda de los sistemas aislados, considerando los sectores típicos de distribución.

La experiencia ha puesto en evidencia limitaciones para la aplicación de los métodos de cálculo de precios de los sistemas interconectados a los Sistemas Aislados. Por otro lado, en la mayor parte de los Sistemas Aislados no se registran economías de escala, lo que, combinado con un desempeño moderado tanto en el ámbito de las inversiones como de la operación, conduce a costos de servicio elevados. Estos efectos se han visto potenciados por la desfavorable evolución de los precios internacionales de los combustibles líquidos.

Con la finalidad de dar una señal estable a los usuarios de los Sistemas Aislados, independientemente de la configuración de las centrales existentes en cada sistema aislado, se ha establecido que el precio de potencia debe corresponder al valor resultante de considerar los costos fijos de inversión y operación de una central térmica Diésel básica; es decir, la tarifa de potencia del Sistema Aislado Típico A. En consecuencia, y a fin de no afectar la recuperación de los costos eficientes, el precio de energía para cada sistema aislado se ha calculado sobre la base de la diferencia entre el costo total determinado para cada sistema y la tarifa de potencia señalada.

Sobre la base de los precios calculados en base a Sistemas Aislados Típicos se determinan los Precios en Barra de los Sistemas Aislados que, de acuerdo con la Ley 28832, representan el costo medio de generación y transmisión correspondiente a la inversión, operación y mantenimiento del conjunto de Sistemas Aislados de una empresa, en condiciones de eficiencia.

6.3. Contrato de Suministro al Sistema Aislado de Iquitos

Con la finalidad de asegurar el suministro de energía eléctrica a la ciudad de Iquitos, el Estado Peruano, a través del MINEM, en setiembre de 2013 firmó un contrato con la empresa Genrent del Perú S.A.C. (en adelante "Genrent"), como resultado del Concurso Público Internacional del Contrato de Concesión de Reserva Fría de Generación del Proyecto: "Suministro de energía para Iquitos" (en adelante "Contrato de Concesión"), con el cual, entre otros, se compromete a construir la C.T. Nueva Iquitos (en adelante "CTNI").

La remuneración por Potencia y Energía, en condición de generador aislado independiente están establecidas en el Contrato de Suministro de Electricidad y el Contrato de Cesión de Créditos suscritos entre Electro Oriente S.A. (en adelante “ELOR”) y Genrent.

Con la finalidad de establecer la metodología para el cumplimiento de los Contratos asociados al Suministro de Energía para Iquitos, la determinación del Monto Específico, la Compensación Anual y el Programa mensual de Transferencias, Osinermin aprobó la Norma “Procedimiento para el Cumplimiento de los Contratos asociados al Proyecto: Suministro de Energía para Iquitos” con Resolución N° 001-2018-OS/CD.

Cabe señalar que mediante Resolución Ministerial N° 172-2017-MEM/DM, del 8 de mayo de 2017, el Minem aprobó la Adenda N° 3 al Contrato de Concesión, que reemplaza la Serie WPSSOP3500 de la fórmula de ajuste señalado en el Contrato por la Serie WPSFD4131. En este sentido, para determinar el ingreso por la Potencia Efectiva Contratada de la central de reserva fría de Iquitos, el Precio por Potencia (USD/MW-mes) del Contrato³⁵ se actualizará con el Índice de Precios “Finished Goods Less Food and Energy”, Serie WPSFD4131, publicado por el Bureau of Labor Statistics del US Department of Labor de los Estados Unidos de Norteamérica.

Por otro lado, con Resolución Ministerial N° 330-2017-MEM/DM del 26 de julio de 2017, el Minem aprobó la Adenda N° 5 al Contrato de Concesión, mediante la cual se prorrogó el hito POC (POC) hasta el 20 de octubre de 2017 de la CTNI. En cumplimiento de esta Adenda, Genrent inició la POC de la CTNI el 20 de octubre de 2017. De acuerdo a lo señalado en el Contrato de Concesión, Genrent ha puesto en operación una unidad de 11,28 MW el 20 de octubre de 2018 y otra unidad de 11,22 MW a partir del 20 de octubre de 2019.

6.4. Sistemas Aislados Típicos

Con fecha 24 de enero de 2025, la empresa Amazonas Energía Solar presentó el informe técnico de propuesta tarifaria de generación de los Sistemas Aislados Solar Requena y Tamshiyacu, los mismos que se encuentran dentro de la concesión de Electro Oriente S.A. y responde a un contrato de suministro de energía entre las partes. Dichos sistemas están ubicados en el departamento de Loreto, en las provincias de Requena y Maynas, respectivamente. La central solar de Requena Tiene una potencia total de 7,04 MW y una capacidad de almacenamiento en sistemas de baterías de 9,65 MWh. La central solar de Tamshiyacu Tiene una potencia total de 2,09 MW y una capacidad de almacenamiento en sistemas de baterías de 3,48 MWh. Ambas centrales están conectadas al sistema de la planta térmica existente mediante una subestación compacta y una línea en 22,9 KV. Por sus características de diseño y operación se incorporó el Sistema Típico S, como Sistema Típico SR y Sistema Típico ST, respectivamente.

³⁵ **Fórmula de reajuste.**– La siguiente fórmula de actualización, se aplicará considerando una periodicidad trimestral y cuando el factor de actualización se incremente o disminuya en más de 5% respecto al valor del factor empleado en la última actualización.

Precio ajustado = precio por Potencia * Factor * TC

Factor = IPP/IPPo

De la revisión del estudio presentado por Amazonas Solar, se ha identificado que la partida de obras civiles contiene duplicidad en algunos rubros de gastos generales y utilidades, los cuales se han corregido.

Con fecha 03 de enero de 2025, la empresa Acciona presentó un informe de propuesta de tarifa en barra del Sistema Aislado Copal Urco, el cual menciona que tienen calificación de Sistema Eléctrico Rural (SER) aprobada mediante Resolución Directoral N° 0125-2021-MINEM/DGE, acogiéndose a la Ley N° 28749, Ley de Electrificación Rural, solicita se fije correspondiente la tarifa en barra. Posteriormente, con fecha 25 de febrero, remitió un informe con el levantamiento de observaciones conteniendo parcialmente la información de sustento, no habiendo sustentado que el SFV Copal Urco implementado es la solución técnico-económica, considerando lo establecido por la Ley de Concesiones Eléctricas con relación a instalaciones y tarifas eficientes. En ese sentido, se ha determinado la tarifa de un sistema térmico equivalente al tamaño del SER Copal Urco, con una unidad de 50 kW operando con combustible diésel al que se le ha denominado Sistema Típico T.

Por otra parte, los costos de inversión, operación y mantenimiento de las centrales típicas térmicas, hidráulicas y solares han sido revisados y actualizados considerando la tasa de cambio y los costos de combustibles. Asimismo, se han estimado los valores de energía y potencia para el periodo 2025 – 2026 sobre la base de la información histórica suministrada a Osinergmin por las empresas en su oportunidad a través del Sistema de Información Comercial (SICOM).

De acuerdo con lo dispuesto en la Ley N° 29661, publicada el 08 de febrero de 2011, se suspende hasta el 01 de enero de 2013 la aplicación del Título III del Decreto Legislativo N° 978, a consecuencia de ello se suspende la eliminación de las exoneraciones del IGV para el servicio de la energía eléctrica, motivo por el cual se ha incorporado en los costos de inversión y operación un costo adicional igual al 100% del IGV, que aplicarán las empresas en aquellas zonas de la selva con exoneraciones del IGV (Sistemas Típicos E, I, L, M, N, P y R), dado que dichas empresas se ven imposibilitadas de transferir el IGV, gravado a bienes adquiridos fuera de las zonas de la selva con exoneración del IGV.

Cabe señalar que el Decreto Legislativo N° 966, publicado el 24 de diciembre de 2006, prorrogó la exoneración del Impuesto Selectivo al Consumo (ISC) de la importación o venta de petróleo diésel para las empresas eléctricas sólo hasta el 31 de diciembre de 2009. En ese sentido, en la presente fijación de Precios en Barra de los Sistemas Aislados se ha considerado el ISC aplicado a los combustibles utilizados en generación de energía eléctrica publicados por Petroperú al 31 de marzo de 2025.

Aplicación del Impuesto Selectivo al Consumo (ISC)

El Sistema Típico E es el único Sistema Aislado que utiliza Petróleo Industrial N° 6 para la generación eléctrica; y utiliza la Refinería de Iquitos como planta de suministro, la misma que no está afecta al ISC, según la publicación de precios de combustibles de la Gerencia de Operaciones Comerciales de Petroperú al 31 de marzo de 2025.

El Sistema Típico A, que utiliza combustible Diésel para la generación eléctrica y es suministrado a través de las plantas de suministro de combustible de Talara, Salaverry, Pucallpa, Callao y Mollendo. Estas plantas están afectas al ISC, según la publicación de precios de combustibles de la Gerencia de Operaciones Comerciales de Petroperú al 31 de marzo de 2025.

Actualización de Parámetros de Sistemas Aislados

Sobre la base de la información histórica proporcionada por las empresas a la fecha de elaboración del presente informe se han actualizado los siguientes parámetros: factor de carga, porcentaje de consumo propio, porcentaje de pérdidas de transmisión, tasa de crecimiento de la demanda, margen de reserva³⁶, entre otros.

A continuación, se muestran los Precios en Barra para cada uno de los Sistemas Aislados Típicos.

6.4.1 Precios por Sistema Aislado Típico

Sobre la base de los parámetros utilizados en la determinación de los precios por cada Sistema Aislado Típico, se obtuvieron los resultados que se muestran en el Cuadro N° 6.4.

Cuadro N° 6.4

Sistema Aislado	Tensión kV	PPM S//kW-mes	PEMP ctm. S//kWh	PEMF ctm. S//kWh
AS	MT	32,12	104,01	104,01
B	MT	32,12	33,68	33,68
E	MT	32,12	71,44	71,44
I	MT	32,12	104,75	104,75
L	MT	32,12	116,30	116,30
M	MT	32,12	62,29	62,29
N	MT	0,00	0,00	0,00
P	MT	32,12	284,54	284,54
Q	MT	32,12	89,78	89,78
R	MT	32,12	322,38	322,38
S	MT	32,12	114,92	114,92
SR	MT	32,12	104,73	104,73
ST	MT	32,12	104,38	104,38
T	MT	32,12	301,86	301,86

Nota: El Sistema Aislado N, que corresponde a Electro Sur Este, tiene el valor de cero (0) debido a que las centrales y el gas natural que utiliza para su operación, es de la empresa Pluspetrol y no implica costo alguno para las localidades.

Donde:

- PPM : Precio de la Potencia de Punta a Nivel Generación, expresado en S//kW-mes.
- PEMP : Precio de la Energía a Nivel Generación en Horas de Punta para las Subestaciones Base del Sistema, expresado en céntimos de S//kWh.
- PEMF : Precio de la Energía a Nivel Generación en Horas Fuera de Punta para las Subestaciones Base del Sistema, expresado en céntimos de S//kWh.

6.5. Precios en Barra de Sistemas Aislados

A partir de los Precios en Barra de los Sistemas Aislados Típicos y considerando la energía correspondiente a cada uno de los sistemas aislados pertenecientes a una misma empresa³⁷, se calcula el Precio en Barra de los Sistemas Aislados por empresa en base a un promedio ponderado de la energía de cada sistema. El resultado se muestra en el Cuadro N° 6.5.

³⁶ En el Anexo T se detalla el Margen de Reserva de Iquitos

³⁷ Para el cálculo de la energía se han tomado los valores históricos de demanda de cada uno de los sistemas aislados existentes y, mediante un modelo de tendencia, se ha proyectado el valor de la energía anual para el período 2023 -2024.

Cuadro N° 6.5

Empresa	Tensión kV	PPM S/ /kW-mes	PEMP ctm. S/ /kWh	PEMF ctm. S/ /kWh
Adinelsa	MT	32,12	41,27	41,27
Chavimochic	MT	32,12	33,68	33,68
Eilhicha	MT	32,12	33,68	33,68
Electro Oriente	MT	32,12	76,60	76,60
Electro Sur Este	MT	0,00	0,00	0,00
Electro Puno	MT	32,12	89,78	89,78
Electro Ucayali	MT	32,12	72,61	72,61
Pluz Energía	MT	32,12	33,68	33,68
Hidrandina	MT	32,12	33,68	33,68
Seal	MT	32,12	104,01	104,01
Acciona	MT	32,12	301,86	301,86

6.6. Mecanismo de Compensación para Sistemas Aislados

Mediante Resolución Ministerial N° 070-2025-MEM/DM, publicado el 1 de marzo de 2025, el MINEM estableció una suma de S/ 282 506 591 (Doscientos Ochenta y Dos Millones Quinientos Seis Mil Quinientos Noventa y Uno y 00/100 Soles), como Monto Específico para el funcionamiento del MCSA, el cual será aplicado en el período comprendido entre mayo 2025 y abril 2026.

Cabe señalar que el Monto Específico para el funcionamiento del MCSA se obtiene, de acuerdo con el artículo 30 de la Ley 28832, de una parte, del aporte de los usuarios de electricidad a que se refiere el inciso h) del artículo 7° de la Ley N° 28749, "Ley General de Electrificación Rural"³⁸.

En el "Reglamento del Mecanismo de Compensación para Sistemas Aislados" se dispone que dicho mecanismo sea aplicado por Osinerghmin en cada regulación anual de los Precios en Barra, contando, para ello, con las premisas, condiciones y criterios establecidos en el referido Reglamento y los procedimientos que elaborados por Osinerghmin al respecto.

En el cálculo de los Precios en Barra de los Sistemas Aislados no se ha considerado la interconexión al SEIN de ningún Sistema Aislado, a fin de evitar impactos tarifarios negativos cuando estas interconexiones no se produzcan en las fechas programadas.

Para la aplicación de lo dispuesto por las normas señaladas, se han tenido en cuenta las siguientes consideraciones:

- Para el Precio de Referencia del SEIN, se ha determinado que el Precio en Barra de mayor valor corresponde al de la Subestación Base Pucallpa 60 kV; para ello, se calcularon precios promedios con factor de carga de 85,7% y

³⁸ **Artículo 7° (Ley N° 28749).- Recursos para electrificación rural**

(...)

h) El aporte de los usuarios de electricidad, de 2/1000 de 1 UIT por Megavatio hora facturado, con excepción de aquellos que no son atendidos por el Sistema Interconectado Nacional;

(...)

porcentajes de participación de la energía en horas punta y fuera de punta de 18,5% y 81,5%³⁹, respectivamente.

- El Precio de Referencia del SEIN al nivel de MT para cada Sistema Aislado Típico, se ha determinado mediante la aplicación de los factores de expansión de pérdidas medias y el peaje secundario vigente⁴⁰ establecido mediante Resolución N° 047-2025-OS/CD, sus modificatorias y complementarias. Posteriormente, estos precios se calculan para cada empresa, en base a un promedio ponderado de la energía de cada uno de los sistemas aislados pertenecientes a una misma empresa, siguiendo criterios de eficiencia.
- El cálculo de los montos diferenciales a compensar⁴¹; así como, los Precios en Barra Efectivos que deberá aplicar cada Empresa Receptora⁴², se efectúa sobre la base de la ejecución de los literales b) al f) del artículo 5 del Reglamento del Mecanismo de Compensación para Sistemas Aislados.
- La cuadragésima segunda disposición complementaria de la Ley N° 30372, "Ley de Presupuesto del Sector Público para el año fiscal 2016", establece que la vigencia de lo señalado en los artículos 1°⁴³ y 2° del Decreto de Urgencia N° 001-2015⁴⁴, modificados por el artículo 6 de la Ley N° 30334, "Ley que establece medidas para dinamizar la economía en el año 2015", tendrá vigencia hasta el 31 de diciembre de 2015. Ello implicó que, a partir de enero 2016, Osinergmin propone una banda de precios de combustibles que cumpla con lo señalado en el artículo 2 del Decreto de Urgencia N° 005-2012⁴⁵, el cual establece que la banda de precios de los combustibles, utilizados en las actividades de generación eléctrica en Sistemas Aislados, será de tal manera que dé lugar a una variación máxima de 5% en los Precios en Barra Efectivos de estos sistemas.
- Por otra parte, la configuración actual de la demanda de los Sistemas Aislados, es tal que más del 90% del Monto Específico es asignado al único

³⁹ Los valores del factor de carga y los porcentajes de participación de energía en horas punta y fuera de punta corresponden a valores utilizados por la Gerencia de Regulación de Tarifas del Osinergmin para la determinación de precio promedios que puedan ser comparables.

⁴⁰ Para ello se ha utilizado el criterio de los factores de expansión de pérdidas medias y peajes secundarios de las correspondientes Áreas de Demanda, a la que pertenecerían los sistemas aislados típicos en caso de producirse la interconexión al SEIN, a fin que no generen distorsión de las señales económicas de eficiencia.

En el caso de aquellos Sistemas Aislados con posibilidad de interconexión prácticamente inviable (por encontrarse geográficamente muy alejados de los puntos de interconexión al SEIN), se ha adoptado el criterio de tomar los parámetros del Área de Demanda más cercano.

⁴¹ El cálculo de los montos diferenciales a compensar supera el Monto Específico propuesto; en consecuencia, las Compensaciones Anuales se han ajustado según el procedimiento establecido.

⁴² Distribuidor que suministra energía eléctrica a usuarios regulados en Sistemas Aislados (no incluye sistemas operados por empresas municipales).

⁴³ El artículo 1° del D.U 001-2015, estableció que la actualización de la banda de precios objetivo de los combustibles, utilizados en las actividades de generación eléctrica de los Sistemas Aislados, será determinada por Osinergmin, de manera que, para el Diésel BX sea equivalente a 17% de variación en el precio final al consumidor y para el Petróleo Industrial N° 6 (R6) sea equivalente a 19% de variación en el precio final al consumidor.

⁴⁴ Decreto de Urgencia N° 001-2015, mediante el cual disponen medidas excepcionales para la actualización de la banda de precios de combustibles comprendidos en el fondo para la estabilización de precios de los combustibles derivados del petróleo.

⁴⁵ Decreto de Urgencia N° 005-2012: decreto de urgencia que dicta medidas relativas al fondo para la estabilización de los precios de los combustibles derivados del petróleo.

Sistema Aislado mayor de Iquitos en aplicación al reglamento del MCSA. Esta configuración de la demanda implica que los restantes Sistemas Aislados sean muy sensibles a la variación del Monto Específico.

- Con la finalidad de cumplir con el objetivo fundamental del MCSA, destinado a favorecer el acceso y utilización de la energía eléctrica a los Usuarios Regulados atendidos por los Sistemas Aislados, además de evitar que se produzcan variaciones bruscas en los Precios en Barra Efectivos por la volatilidad de los precios de los combustibles, es necesario la aplicación del Factor de Distribución del Monto Específico (FDME) a cada una de las empresas receptoras.
- Por consiguiente, el FDME tiene como único objetivo evitar la variación brusca de las tarifas en los sistemas aislados menores, con lo cual se busca favorecer el acceso y utilización de la energía eléctrica a los usuarios de los sistemas aislados. En ese sentido, cualquier variación tendría que ser absorbida por la empresa con mayor participación en este mecanismo (aproximadamente 90%), sin que el impacto para esta empresa represente un valor significativo.

En los Cuadros N° 6.6 y N° 6.7 se muestran los resultados obtenidos.

Cuadro N° 6.6. Compensaciones Anuales

Empresa	Compensación Anual (s/)	Participación
Adinelsa	1 001 874	0,4366%
Chavimochic	70 436	0,0307%
Eilhicha	404 364	0,1762%
Electro Oriente	217 732 183	94,8878%
Electro Sur Este	0	0,0000%
Electro Puno	240 424	0,1048%
Electro Ucayali	6 723 464	2,9301%
Pluz Energía	650 394	0,2835%
Hidrandina	166 681	0,0726%
Seal	2 396 585	1,0444%
Acciona	76 292	0,0333%
TOTAL	229 462 697	100,0000%

Cuadro N° 6.7. Precios en Barra Efectivos

Empresa	Tensión kV	PPM S/ /kW-mes	PEMP ctm, S/ /kWh	PEMF ctm, S/ /kWh
Adinelsa	MT	32,12	23,62	23,62
Chavimochic	MT	32,12	23,21	23,21
Eilhicha	MT	32,12	23,21	23,21
Electro Oriente	MT	32,12	30,71	30,71
Electro Sur Este	MT	0,00	0,00	0,00
Electro Puno	MT	32,12	24,27	24,27
Electro Ucayali	MT	32,12	29,86	29,86
Pluz Energía	MT	32,12	23,21	23,21
Hidrandina	MT	32,12	23,21	23,21
Seal	MT	32,12	32,05	32,05
Acciona	MT	32,12	23,53	23,53

Nota: El precio en barra efectivo de la empresa Electro Sur Este, tiene el valor de cero (0) debido a que las centrales y el gas natural que utiliza para su operación, es de la empresa Pluspetrol y no implica costo alguno para las localidades.

El programa de transferencias por aplicación del mecanismo de compensación, las obligaciones de las empresas, las sanciones, así como los plazos y medios son aquellos que se establecen en el Texto Concordado de la Norma "Procedimiento de Aplicación del Mecanismo de Compensación para Sistemas Aislados", aprobado con Resolución N° 167-2007-OS/CD y sus modificatorias.

Con la finalidad de prevenir altas variaciones del precio de los combustibles y cumplir con el objetivo fundamental del MCSA, destinado a favorecer el acceso y utilización de la energía eléctrica a los Usuarios Regulados atendidos por los Sistemas Aislados, es necesario la utilización de una parte del Monto Específico aprobado, al cual se le ha denominado Monto Específico Residual, el mismo que será distribuido adecuadamente en el cálculo de las transferencias mensuales del MCSA.

Asimismo, Osinerghmin dispondrá del Monto Específico Residual en la oportunidad en que se calculan las transferencias mensuales del MCSA, la compensación mensual necesaria según lo establece el "Contrato de Suministro de Electricidad" firmado entre Genrent y ELOR, en el marco del Concurso Público Internacional para otorgar en concesión el proyecto "Suministro de Energía para Iquitos". El Monto Específico Residual (MER) asciende a la suma de S/ 53 043 894.

7. Actualización de Precios

En esta sección se presentan los factores que representan la elasticidad de los precios de la electricidad a la variación de los insumos empleados para su formación.

7.1. Sistema Eléctrico Interconectado Nacional

7.1.1 Actualización del Precio de la Energía

Para determinar la incidencia de cada uno de los factores que componen el precio total de la energía del SEIN se evalúa el incremento producido en el precio total de la energía ante un incremento de un factor a la vez, considerando como factores sólo los precios de los combustibles⁴⁶.

En este caso, la expresión matemática⁴⁷ que se utiliza para obtener la fórmula de actualización de los precios de energía se basa en la ecuación (1).

$$y = y(x_1, x_2) \dots (1)$$

Al variar las variables independientes, se origina una variación en el precio:

$$\partial y = \frac{\partial y(x_1, x_2)}{\partial x_1} \cdot dx_1 + \frac{\partial y(x_1, x_2)}{\partial x_2} \cdot dx_2 \dots (2)$$

Incorporando la variable dependiente y las variables independientes en la expresión, se tiene:

$$\frac{dy}{y} = \frac{\partial y(x_1, x_2)}{y} \cdot \frac{x_1}{\partial x_1} \cdot \frac{dx_1}{x_1} + \frac{\partial y(x_1, x_2)}{y} \cdot \frac{x_2}{\partial x_2} \cdot \frac{dx_2}{x_2} \dots (3)$$

⁴⁶ El Tipo de cambio no tiene un efecto independiente dado que está incluido implícitamente en el precio de los combustibles como el gas natural y el carbón.

⁴⁷ Ver referencia bibliográfica:

Microeconomía intermedia, un enfoque actual / Hall R. Varian – 5a. ed.

- 4.5 Utilidad marginal.

Microeconomía II – Universidad Nacional de La Plata / Dr. Alberto Porto

- Notas sobre rendimiento a escala y costo

$$\frac{dy}{y} = \frac{\frac{\partial y(x_1, x_2)}{\partial x_1}}{\frac{y}{x_1}} \cdot \frac{dx_1}{x_1} + \frac{\frac{\partial y(x_1, x_2)}{\partial x_2}}{\frac{y}{x_2}} \cdot \frac{dx_2}{x_2} \dots (4)$$

El Coeficiente de elasticidad (m) se define como la sensibilidad que tendrá el precio (y) ante determinadas variaciones de las variables dependientes x_1 y x_2 , tal como se muestra en la ecuación (5)

$$m_1 = \frac{\Delta y\%}{\Delta x_1\%} = \frac{\frac{\partial y(x_1, x_2)}{\partial x_1}}{\frac{y}{x_1}} \dots (5)$$

Con ello se tiene la ecuación (6).

$$\frac{dy}{y} = m_1 \cdot \frac{dx_1}{x_1} + m_2 \cdot \frac{dx_2}{x_2} \dots (6)$$

La cual se expresa porcentualmente como se muestra en la ecuación (7).

$$\Delta y\% = m_1 \cdot \Delta x_1\% + m_2 \cdot \Delta x_2\% \dots (7)$$

$$\frac{y_1 - y_0}{y_0} = m_1 \cdot \left(\frac{x_1^f - x_1^0}{x_1^0} \right) + m_2 \cdot \left(\frac{x_2^f - x_2^0}{x_2^0} \right) \dots (8)$$

$$y_1 = y_0 + m_1 \cdot \left(\frac{x_1^f - x_1^0}{x_1^0} \right) \cdot y_0 + m_2 \cdot \left(\frac{x_2^f - x_2^0}{x_2^0} \right) \cdot y_0 \dots (9)$$

$$y_1 = y_0 \cdot \left[1 - m_1 - m_2 + m_1 \cdot \left(\frac{x_1^f}{x_1^0} \right) + m_2 \cdot \left(\frac{x_2^f}{x_2^0} \right) \right] \dots (10)$$

Finalmente se tiene que la fórmula de actualización (FA) es la ecuación (11).

$$FA = \left[1 - m_1 - m_2 + m_1 \cdot \left(\frac{x_1^f}{x_1^0} \right) + m_2 \cdot \left(\frac{x_2^f}{x_2^0} \right) \right] \dots (11)$$

Donde:

y_1 = Precio final

y_0 = Precio inicial

m_i = Coeficiente de elasticidad

x_i = Variables independientes

En este sentido, empleando el modelo PERSEO 2.0 se determinan los factores de reajuste (coeficientes de elasticidad m_i) que son el resultado de simular las variaciones en el precio de la energía como consecuencia de las variaciones en los precios de los combustibles.

En el Cuadro N° 7.1 se presentan los factores de reajuste, así como la constante que viene a ser la diferencia de la unidad con los factores de reajuste (ver fórmula 11), los cuales serán utilizados para la fórmula de actualización del precio de la energía.

Cuadro N° 7.1

Componente	Punta	F. Punta	Total	Factor
Diesel N° 2	1,24%	0,00%	0,34%	e
Residual N° 6	0,46%	0,00%	0,00%	f
Carbón	0,00%	0,00%	0,00%	cb
Gas Natural	96,52%	98,88%	98,58%	g
Constante	1,78%	1,12%	1,08%	d
Total	100,00%	100,00%	100,00%	

En este sentido, se debe considerar lo siguiente:

$$PEM_1 = PEM_0 \times FAPEM$$

$$FAPEM = d + e \times FD2 + f \times FR6 + g \times FPGN + cb \times FCB$$

$$FD2 = \frac{PD2 + ISC_{D2}}{PD2_0 + ISC_{D2_0}}$$

$$FR6 = \frac{PR6 + ISC_{R6}}{PR6_0 + ISC_{R6_0}}$$

$$FPGN = \frac{PGN}{PGN_0}$$

$$FCB = \left(\frac{PCB}{PCB_0} \right) \times FTC$$

7.1.2 Actualización del Precio de la Potencia

En el caso del SEIN, las variables de actualización del Precio de Potencia son el Tipo de Cambio (TC) el Índice de Precios al por Mayor (IPM) en cumplimiento del numeral 10.4 del "Procedimiento para la determinación del Precio Básico de Potencia", aprobado mediante Resolución N° 260-2004-OS/CD y sus modificatorias.

En este sentido, se debe considerar el Cuadro N° 7.2.

Cuadro N° 7.2. Composición del Costo de Potencia (en Miles de USD)

Componente	M.E.	M.N.	Total	
Turbo Generador	6854,0	1198,6	8052,6	77,21%
Conexión a la Red	383,6	41,3	424,9	4,07%
COyM	870,2	1082,3	1952,5	18,72%
Total	8107,7	2322,2	10429,9	100,00%
	77,74%	22,26%	100,00%	

$$PPM_1 = PPM_0 \times FAPPM$$

$$FAPPM = a \times FTC + b \times FPM$$

$$FTC = \frac{TC}{TC_0}$$

$$FPM = \frac{IPM}{IPM_0}$$

7.1.3 Actualización del Peaje por Conexión al Sistema Principal de Transmisión

Se ha definido una fórmula de actualización del Peaje para cada grupo de instalaciones de un mismo titular de transmisión, que forman parte del SPT. Se determinó los porcentajes de participación en el VNR y COyM de los recursos provenientes del extranjero (moneda extranjera, M.E.), los recursos de procedencia local (moneda nacional, M.N.), así como del Aluminio y del Cobre según su participación en las instalaciones de líneas y subestaciones, tal como se muestra en el Cuadro N° 7.3.

Cuadro N° 7.3 Porcentajes de participación en la fórmula de actualización

Titular	l	m	n	o
Egamsa	0,2478	0,7401	0,0000	0,0121
Isa Perú (EX - Eteselva)	0,5978	0,3109	0,0839	0,0074

Titular	l	m	n	o
Compañía Minera Antamina	0,4137	0,5792	0,0000	0,0071
San Gabán	0,2574	0,7294	0,0000	0,0132

En este sentido, se debe considerar lo siguiente:

$$PCSP_{T1} = PCSP_{T0} \times FAPCSPT$$

$$FAPCSPT = l \times FTC + m \times FPN + n \times FPal + o \times FPcu + p$$

$$FPal = \frac{Pal}{Pal_0}$$

$$FPcu = \frac{Pcu}{Pcu_0}$$

Para el caso del SPT perteneciente a REP, Transmantaro, Redesur e ISA, se considera sólo en moneda extranjera, conforme a lo establecido en sus contratos de concesión.

Para los cargos unitarios adheridos al peaje de transmisión, consecuencia del DL-1002, DL-1041, Ley 29970 y Ley 29969, los factores serán determinados conforme a lo dispuesto por la norma o procedimiento del cargo respectivo.

7.2. Sistemas Aislados

Los factores de actualización para la potencia y energía se integran en un solo conjunto que representa la actualización del costo medio de producción. Los mencionados factores representan la fracción del costo total anual de prestación del servicio. En el Cuadro N° 7.4 se presentan los factores de reajuste a utilizar.

Cuadro N° 7.4. Factores de reajuste

Empresa	d	e	f	g	s	cb
Adinelsa	0,0000	0,1288	0,0000	0,0000	0,8712	0,0000
Chavimochic	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	1,0000	0,0000
Eilhicha	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	1,0000	0,0000
Electro Oriente	0,0000	0,1528	0,5996	0,0000	0,2476	0,0000
Electro Sur Este	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Electro Puno	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	1,0000	0,0000
Electro Ucayali	0,0000	0,4805	0,0000	0,0000	0,5195	0,0000
Pluz Energía	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	1,0000	0,0000
Hidrandina	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	1,0000	0,0000
Seal	0,0000	0,8454	0,0000	0,0000	0,1546	0,0000
Acciona	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	1,0000	0,0000

En aplicación del Decreto de Urgencia N° 005-2012, publicado el 21 de febrero de 2012, el cual establece que la banda de precios de los combustibles utilizados en las actividades de generación eléctrica en Sistemas Aislados, será determinada por Osinerghmin de tal manera que dé lugar a una variación máxima de 5% en los Precios en Barra Efectivos.

Los Precios de Energía y Potencia en Barra de los Sistemas Aislados se actualizarán cuando el factor de actualización FAPEM varíe en $\pm 1,5\%$ respecto al valor del mismo factor empleado en la última actualización.

7.2.1 Actualización de los Precios en Barra Efectivos

La fórmula de actualización de los Precios en Barra Efectivos se describe a continuación.

$$FAPEM = d + e \times FD2 + f \times FR6 + s \times FPM$$

Donde:

$$FD2 = \frac{PD2 + ISC_{D2}}{PD2_0 + ISC_{D2_0}}$$

$$FR6 = \frac{PR6 + ISC_{R6}}{PR6_0 + ISC_{R6_0}}$$

$$FPM = \frac{IPM}{IPM_0}$$

Se define:

- FPM : Factor por variación de los Precios al Por Mayor.
- IPM : Índice de Precios al Por Mayor, publicado por el Instituto Nacional de Estadística e Informática. Se tomará el valor del último mes, publicado en el Diario Oficial El Peruano.
- IPM₀ : Índice de Precios al Por Mayor inicial
- PPM_{0ef} : Precio de la Potencia de Punta efectivo en S//kW-mes.
- PPM_{1ef} : Precio de la Potencia de Punta efectivo actualizado en S//kW-mes.
- PEMP_{0ef} : Precio de la Energía en Horas de Punta efectivo en céntimos de S//kWh.
- PEMP_{0ef} : Precio de la Energía en Horas Fuera de Punta efectivo en céntimos de S//kWh.
- PEMP_{1ef} : Precio de la Energía en Horas de Punta efectivo actualizado en céntimos de S//kWh.
- PEMP_{1ef} : Precio de la Energía en Horas Fuera de Punta efectivo actualizado en céntimos de S//kWh.
- PM_{sea} : Precio Medio actualizado de los Sistemas Aislados definido por:
- $$PM_{sea} = (PPM_{1ef} * 100 / (720 * fc) + PEMP_{1ef} * 0,3 + PEMP_{1ef} * 0,7)$$
- fc : Factor de carga de los Sistemas Aislados determinado según el Cuadro N° 7.5.

Cuadro N°7.5. Factor de Carga

Distribuidora	fc
Adinelsa	0,4458
Chavimochic	0,4500
Eilhicha	0,4500
Electro Oriente	0,5774
Electro Sur Este	0,4500
Electro Puno	0,2890
Electro Ucayali	0,5482
Pluz Energía	0,4500
Hidrandina	0,4500
Seal	0,4500

Distribuidora	fc
Acciona	0,3000

Para la actualización del precio de la potencia:

$$PPM_{1ef} = PPM_{0ef} \times (1 + k) + PPM_{0ef} \times (FAPEM - 1)$$

Para la actualización de los precios de la energía⁴⁸:

$$PEMP_{1ef} = PEMP_{0ef} \times (1+k) + PEMP_{0ef} \times (FAPEM-1)$$

$$PEMF_{1ef} = PEMF_{0ef} \times (1+k) + PEMF_{0ef} \times (FAPEM-1)$$

Asimismo, se aplicará cuando alguno de los factores de actualización (FAPPM, FAPEM) por empresa distribuidora se incremente o disminuya en más de 1,5% respecto a los valores de los mismos factores empleados en la última actualización se procede a la actualización de todas las empresas distribuidoras, excepto en la empresa distribuidora cuyo PMsea actualizado sea menor al Precio Medio de Referencia del SEIN (PMRsein) correspondiente (Ver Cuadro 7.7), en ese caso se mantendrán sus valores vigentes.

k : Factor de ajuste para Sistemas Aislados a ser aplicado trimestralmente (ver Cuadro 7.6), en forma acumulada, a partir del mes de agosto de 2025. Este factor podrá ser modificado mediante comunicado emitido por la Gerencia de Regulación Tarifaria.

Cuadro N° 7.6. Factor de ajuste trimestral

Empresa Distribuidora	k
Adinelsa	0,00
Chavimochic	0,00
Eilhicha	0,00
Electro Oriente	0,00
Electro Sur Este	0,00
Electro Puno	0,00
Electro Ucayali	0,00
Pluz Energía	0,00
Hidrandina	0,00
Seal	0,00
Accion	0,00

PMR_{SEIN} : Precio Medio de Referencia del SEIN, definido según el Cuadro N° 7.7.

Cuadro N° 7.7

Empresa Distribuidora	Precios Medios de Referencia del SEIN		
	PPB S//kW-mes	PEMP=PEMF ctm. S//kW.h	PMRsein ctm. S//kW.h
Adinelsa	61,25	21,66	31,51

⁴⁸ En relación a la actualización de los precios de la energía con el objetivo de brindar una señal estable de precios a los usuarios regulados corresponde utilizar en la fórmula de actualización las componentes del precio de la energía en punta y fuera de punta efectivo inicial, luego aplicar el factor de actualización FAPEM, que comprende las variaciones de los indicadores macroeconómicos y precios de combustibles asociados, lo que brindará mayor estabilidad de las señales tarifarias.

Empresa Distribuidora	Precios Medios de Referencia del SEIN		
	PPB S//kW-mes	PEMP=PEMF ctm. S//kW.h	PMRsein ctm. S//kW.h
Chavimochic	61,25	21,66	31,51
Eilhicha	61,25	21,66	31,51
Electro Oriente	61,19	21,33	31,17
Electro Puno	61,17	19,93	31,12
Electro Ucayali	61,17	19,93	29,77
Pluz Energía	61,25	21,66	31,51
Hidrandina	61,25	21,66	31,51
Seal	61,17	21,01	30,85
Acciona	61,30	21,64	31,50

8. Anexos

A continuación, se presentan los anexos al informe. En esta parte se discuten los temas especializados del informe y se analizan algunas de las respuestas de los Subcomités de Generadores y Transmisores del COES a las observaciones formuladas por el Osinerghmin (en adelante "OBSERVACIONES") al ESTUDIO.



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

// pmo-rtc-mfb-lss-jpch-erm-jfp-mfc

Anexo A: Proyección de Demanda

A.1 Demanda anual 2024

Respecto de los consumos del año 2024, estos valores fueron determinados con información de ese año. En base a ello se actualizó la participación de ventas de las distribuidoras en alta y muy alta tensión, la participación de ventas realizadas por los generadores, y las pérdidas eléctricas de distribución y subtransmisión para el periodo de proyección, como se aprecia en el Cuadro A.1.

Cuadro A.1

Ventas de clientes	GWh
Ventas sin cargas especiales e incorporadas	32 202
Cargas Especiales	20 303
Industrias Cachimayo	165
Minera Casapalca	128
Minera Los Quenuales (Yauliyacu)	82
Doe Run Peru (Ex Cobriza)	84
Doe Run Peru (Planta De Zinc)	16
Minera Volcan	272
Minera Volcan (Pomacocha)	145
Sociedad Minera Corona (Unidad Yauricocha)	80
Compañía Minera Argentum	38
Empresa Explotadora De Vinchos	0
Empresa Administradora Chungar	61
Shougang Hierro Perú	898
Minera Antamina	1 048
Southern Perú Cooper Corporación	2 389
Minera Cerro Verde	201
Minera Tintaya (Tintaya 138)	168
Minsur (Puno)	246
Minera Ares 2	7
Minera Yanacocha	246
Minera Huaron	107
Yura	243
Minera Cerro Verde - Socabaya - San José	3 495
Gold Fields La Cima	154
Aceros Arequipa	699
Refinería de Cajamarquilla	621
Compañía Minera Miski Mayo	105
Xstrata Tintaya (Antapaccay)	851
Minera Chinalco Perú (Toromocho)	1 227

Ventas de clientes	GWh
Hudbay Peru	729
La Arena	36
Las Bambas MMG	1 288
Minera Ares Cotaruse	197
Minera Suyamarca	0
Quimpac (Paramonga)	172
Minera Milpo (Desierto)	293
Consorcio Minero Horizonte	40
Minera Aurífera Retamas	111
Siderperu	298
Cementos Norte Pacasmayo	279
Empresa Administradora Cerro	179
Agroindustrias Paramonga	43
Sociedad Minera El Brocal	248
Unidad Minera El Porvenir	131
Minera Los Quenuales (Isaycruz)	7
Unión Andina de Cementos (Atocongo)	325
Unión Andina de Cementos (Condorcocha)	81
San Ignacio de Morococha	23
Compañía de Minas Buenaventura (Uchucchacua/Mallay)	107
Compañía de Minas Buenaventura (Orcopampa/Cedemin /Tambomayo)	133
Compañía de Minas Buenaventura (Julcani y Recuperada)	27
Inagro - Agrolmos	17
Minera Barrick Misquichilca (Alto Chicama)	149
Minera Mina Justa (Marcobre)	364
Minera Quellaveco	1 252
Parámetros	
Pérdidas de Distribución	9,76%
Pérdidas de Subtransmisión	2,87%
Pérdidas de Transmisión	7,77%
Participación de ventas de distribuidores en alta y muy alta tensión	1,19%
Participación de ventas realizadas por los generadores	25,15%

Fuente y elaboración: Osinermin

A.2 Información Base y proyección de pérdidas en distribución

En la proyección de la demanda vegetativa se ha considerado la información actualizada al año 2024, de acuerdo con los datos de las transferencias de energía realizadas por el COES en dicho año.

Asimismo, con relación a la proyección de pérdidas de distribución, para el año 2024 se ha considerado 9,76% y para los siguientes años 2025, 2026 y 2027; 9,80%, 9,84% y 9,89%, respectivamente.

A.3 Modelo Econométrico

En la proyección de ventas de energía del periodo 2025 – 2027 se ha empleado el Modelo de Corrección de Errores (MCE). El Producto Bruto Interno (PBI) está en millones de soles de año 2007; donde el PBI del año 2024 fue calculado a partir de la tasa de crecimiento publicado en el Informe Técnico de Producción Nacional N° 02 Febrero 2025 del Instituto Nacional de Estadística e Informática del Perú (INEI); y, las proyecciones del PBI de los años 2025 al 2027 fueron estimadas a partir de las tasas de crecimiento del PBI que el Banco Central de Reserva del Perú (BCRP) publica en sus Encuestas de Expectativas Macroeconómicas del PBI con fecha de 28.02.2025 realizadas a Analistas Económicos.

En el Cuadro A.2 se presenta los valores considerados en la proyección econométrica.

Cuadro A.2

Parámetros	Valores
Ventas históricas 2024	35 736 GWh
Tarifa 2024	11,43 ctv. USD/kWh
Tasa Crec. anual PBI:	
2024	3,33%
2025	3,10%
2026	3,00%
2027	3,10%

Fuentes: BCRP y Osinergmin.

Los resultados de proyección de las ventas con este modelo se presentan en el Cuadro A.3.

Cuadro A.3

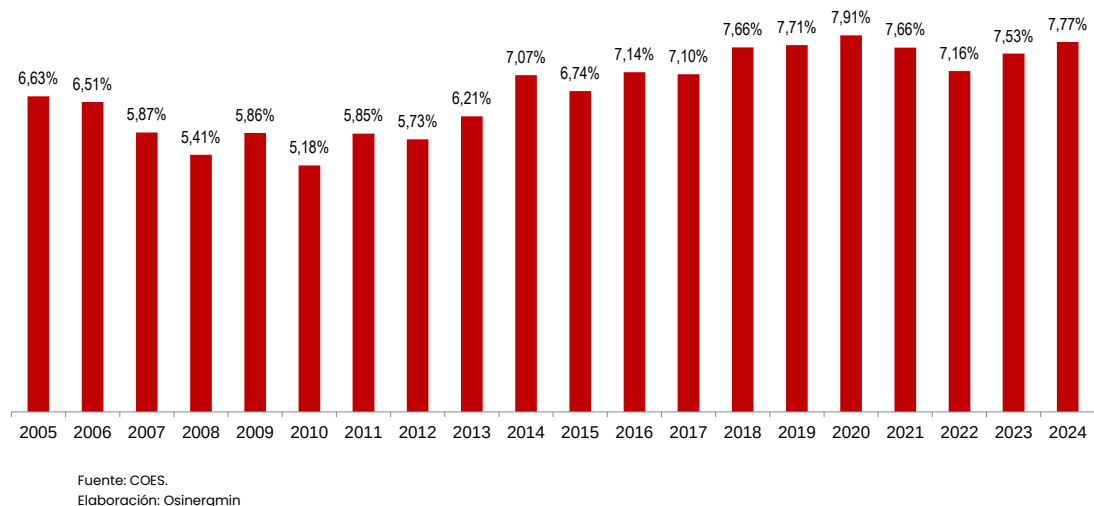
Año	Ventas (GWh)	Tasa Crec. anual
2025	37 030	3,62%
2026	38 364	3,60%
2027	39 775	3,68%

Fuente: Osinergmin

A.4 Pérdidas de Transmisión

A partir del Factor promedio de Relación de la Máxima Demanda a Nivel de Generación y la Máxima Demanda Coincidente a Nivel de Clientes, se determinó un valor de 7,77% de pérdidas de transmisión para el año 2024, tal como se muestra en la Figura A.1

Figura A.1
Pérdidas de Transmisión
(2005-2024)



A.5 Redistribución de demanda en Barras

Para la presente regulación, se ha considerado la distribución de cargas en la configuración de las siguientes barras en el modelo PERSEO 2.0: Valle del Chira, Nazca Nueva, Chincha Nueva y Chiribamba. Asimismo, se ha incorporado el modelamiento de la barra SIS-52 San Jose 220kV y como resultado, la demanda que anteriormente se consignaba en la barra SIS-48 San Jose 500 kV, ahora se encuentra modelada en la barra SIS-52 San Jose 220kV.

A.6 Demanda abastecida por Ecuador

No se ha considerado intercambios de energía con Ecuador en el marco de las Transacciones Internacionales de Electricidad (TIE) en el periodo 2025-2027, por no estar vigente la Decisión 816 de la Comunidad Andina de Naciones (CAN).

A.7 Cargas Especiales e Incorporadas

Respecto de las cargas especiales, se ha actualizado la demanda del año 2024, considerando la información comercial a diciembre de ese año, la cual en su mayoría son de empresas mineras, entre ellas: Casapalca, Volcán, Sociedad Minera Corona, Cerro Verde, Minera Tintaya, Ares, Yanacocha, Gold Fields, Miski Mayo, Antapaccay, Quellaveco, Hudbay, Mina Justa (Marcobre) y entre otras empresas como Quimpac, Aceros Arequipa, Agroindustrias Paramonga, Inagro-Agrolmos, Unión Andina de Cementos, etc.

Asimismo, para la proyección 2025-2027, se ha considerado las cargas de 10 proyectos: San Gabriel - Buenaventura, Expansión de Toromocho, Pampas del Pongo, Minera Corocohuayco, Proyecto Ariana, Los Chancas, Unidad Minera de Shahuindo, Ampliación Las Bambas, Terminales portuarios Chancay y Chancadora Pebbles que fueron informadas por las empresas mediante cartas, tomadas de la propuesta del Sub Comité de Generadores del COES y conforme a información comercial disponible.

Adicionalmente, se ha considerado las proyecciones de generación de la central hidroeléctrica Pías y la central térmica Illapu recibidas mediante correos electrónicos y de la central térmica Pedregal recibida mediante Carta N° GT-147-2025/G.

El detalle de los cálculos se halla contenido en el archivo "Proyección_Demanda_FITA 2025 (P).xlsm", que forma parte del sustento del presente informe.

A.8 Información Complementaria

En la previsión de la demanda se ha empleado información brindada por empresas mediante cartas y correos en respuesta al oficio emitido por Osinerghmin en la etapa de Pre Publicación, en el cual se ha solicitado información de las proyecciones de su demanda de potencia y energía que va a requerir sus instalaciones y proyectos durante el periodo 2025 – 2027, así como la demanda de potencia y energía consumida en el año 2024. Las empresas que atendieron el requerimiento mencionado se encuentran enlistadas en el Cuadro A.5.

Cuadro A.5

N°	Empresa	Carta/correo electrónico	Reportó información sobre:	Fecha recepción
1	Aceros Arequipa	Correo electrónico	Planta Pisco	21/01/2025
			Ampliación acería	
			Laminación 3	
2	Agroindustria Paramonga	Correo electrónico	Ampliación de Area por Riego tecnificado en campos de cultivo	17/01/2025
3	Agrolmos	Carta N° 012-2025.AG.AL	Agrolmos	20/01/2025
4	Anglo American Quellaveco S.A.	Correo electrónico	Unidad minera Quellaveco	20/01/2025
5	Antamina	Carta LEG-041-2025	Minera Antamina	12/02/2025
6	Antapaccay	Correo electrónico	Planta Tintaya	20/01/2025
			Planta y Mina Antapaccay	
			Proyecto Coroccohuayco	
7	Argentum S.A.C.	Correo electrónico	Unidad Manuelita	24/01/2025
			Unidad Anticona / Morococha	
8	Ariana Operaciones Mineras	Carta AOM-009-2025	Proyecto Ariana	20/01/2025
9	Barrick - Pierina	Correo electrónico	Unidad minera Pierina	20/01/2025
10	Bear Creek Mining	Carta S/N	Proyecto Minero Metalúrgico Corani	22/01/2025
11	Boroo Misquichilca S.A.	Correo electrónico	Minera Lagunas Norte	21/01/2025
			Ampliación Lagunas Norte - PLANTA CMOP	
			Proyecto Material Refractario	
12	Cementos Pacasmayo S.A.A.	Correo electrónico	Sede Pacasmayo	24/01/2025
			Sede Piura	
13	Cerro Verde S.A.A.	Correo electrónico	Unidad de Producción Cerro Verde	21/01/2025
14	Chungar S.A.C.	Carta GE-004-2025	Unidad Minera Chungar: Mina Animon	24/01/2025
			Unidad Minera Alpamarca - Romina	
15	Compañía Minera Ares S.A.C.	Carta S/N	Unidad Minera Gran Inmaculada	21/01/2025
			Unidad Minera Pallancata - Selene	
			Unidad Minera Arcata	
			Unidad Minera Ares	
16	Gold Fields La Cima S.A.	Correo electrónico	Cerro Corona	21/01/2025
17	Hudbay Perú S.A.C.	Carta No. 0005-2025/LG/HB	Unidad Minera Constancia	21/01/2025
			Chancadora Pebbles	
			3° Línea de Flotación	
18	Jinzhao Mining Peru S.A.	Correo electrónico	Proyecto Pampa de Pongo	21/01/2025
19	Kuya Silver (Minera Toro de Plata S.A.C.)	Correo electrónico Y Carta S/N	Planta Bethania	30/01/2025
			Santa Elena	
20	La Arena S.A.	Correo electrónico	Unidad minera La Arena. Fase I	19/01/2025

N°	Empresa	Carta/correo electrónico	Reportó información sobre:	Fecha recepción
21	La Granja S.A.C. (Rio Tinto Minera Perú Limitada S.A.C.)	Correo electrónico Y Carta S/N	La Granja	28/01/2025
22	Las Bambas S.A.	Correo electrónico	Las Bambas	15/01/2025
23	Marcobre S.A.C.	Carta N° MARC-CA-2025-152	Mina Justa	24/01/2025
24	Minera Quechua S.A.	Carta CMQ-AGG-MA-004-25	Proyecto Quechua	22/01/2025
25	Minsur S.A.	Correo electrónico	Unidad minera San Rafael Pucamarca Planta de Fundición y Refinería de Pisco	21/01/2025
26	Miski Mayo S.R.L.	Correo electrónico	Miski Mayo	21/01/2025
27	Quimpac S.A.	Correo electrónico	Quimpac Oquendo I Quimpac Oquendo II Planta Álcalis Paramonga	20/01/2025
28	Retamas S.A.	Carta S/N	Unidad Económica Administrativa Retamas	21/01/2025
29	Rio Blanco Copper S.A.	Carta N° 005-2025-RBC	Proyecto de Exploración Río Blanco: Piura - Oeste	21/01/2025
30	San Ignacio de Morococha	Carta S/N	Unidad Minera San Vicente	21/01/2025
31	Santander Peruvian Mine (Cerro de Pasco Resources S.A.C.)	Carta S/N	Unidad Santander	03/02/2025
32	Shahuindo S.A.C. (Pan American Silver)	Correo electrónico	Ampliación de cargas internas Shahuindo	21/01/2025
33	Shouxin Perú S.A.	Correo electrónico	Planta Concentradora Polimetálica Ampliación de Planta Concentradora Polimetálica	20/01/2025
34	Empresa Siderúrgica del Perú S.A.A. - SIDERPERÚ	Correo electrónico	Planta Siderperú	14/01/2025
35	Sociedad Minera Corona S.A.	Carta SMC-GL-24-2025	Unidad Minera Acumulación Yauricocha	21/01/2025
36	Southern Perú Copper Corporation - SPCC	Carta N° 25.009	Proyecto Tía María Expansión de la Concentradora de Cuajone Expansión de la Fundición Los Chancas Michiquillay	20/01/2025
37	UNACEM	Correo electrónico	Planta Atocongo Planta Condorcocha	20/01/2025
38	Volcan Compañía Minera S.A.A.	Carta GE-003-2025 y correo electrónico	Unidad Minera San Cristobal, Andaychagua, Ticlio	21/01/2025
39	Yanacocha S.R.L.	Correo electrónico	S.E. La Pajuela S.E. Gold Mill Nuevas Plantas de Tratamiento de Aguas	21/01/2025
40	Yura S.A.	Correo electrónico	Planta Yura / Aumento de producción de cemento	28/01/2025 18/03/2025

Anexo B: Costo Variable No Combustible

A continuación, se presenta el análisis de la absolución de observaciones por parte del SUBCOMITÉ del COES con relación al Costo Variable No Combustible (CVNC) de las centrales termoeléctricas.

B.1 CVNC actualizados en aplicación de Procedimiento Técnico del COES

En la propuesta del SUBCOMITÉ correspondiente al CVNC se observó que había considerado valores que no corresponden a los aprobados por el COES, como por ejemplo en el caso de las unidades de la C.T. Fénix operando en ciclo combinado con combustible diesel, a pesar de que la información correspondiente fue incluida por el SUBCOMITÉ como parte de los anexos de su Estudio. Al respecto el SUBCOMITÉ informó que el valor utilizado correspondía al promedio ponderado de los CVNC de las dos unidades en ciclo combinado de dicha central; sin embargo, para el modo de operación correspondiente al ciclo combinado en diesel, el COES cuenta con valores aprobados para el mismo, lo cual no tomó en consideración dicho SUBCOMITÉ en su absolución.

Al respecto se ha considerado la información publicada por el COES en su Web institucional respecto a los CVNC al 31.03.2025, así como lo informado mediante carta COES/D-571-2023 respecto a la aplicación de la Segunda Disposición Transitoria del PR-34.

San Isidro, 30 de junio de 2023

COES/D-571-2023

Señores Representantes Legales ante el COES Titulares de Centrales Termoelectricas:

Edgardo Wong L. Efraim Wong L. Carlos Izquierdo Garcia Guillermo Villanueva Arenas Mano Zetela Burneo Carlos Paredes Cornejo-Roselli Juan Flores Caraculusto Pedro Cruz Vine Daniel Cárcas Gutiérrez Juan Cayo Mata Helbert Galdino Hurtado Iwein Frisanho Trivello Carlos Soria Dall'Orso Francisco Yunta Toledo Carlos López Montesinos Guohua Li Miluska Cervantes Comejo Alfredo Len Alvarez Ana Maria Rosas Pajuelo	AIPSA AGROAURORA AGROINDUSTRIAS SAN JACINTO BIOENERGIA DEL CHIRA EGASA EGESUR ENEL GENERACIÓN PERÚ / ENEL GENERACIÓN PIURA ENIVE FENIX POWER PERÚ INFRAESTRUCTURA ENERGIA PERÚ KALLPA GENERACION PETRAMAS PLANTA ETEN SHAWY SHOUGESA SMCOV TERMOCHILCA TERMOSELVA
--	--

Asunto: Aplicación de la Segunda Disposición Transitoria del PR-34

Ref.: (1) Procedimiento Técnico del COES N° 31 "Cálculo de los Costos Variables de las Unidades de Generación" (PR-31)
(2) Procedimiento Técnico del COES N° 34 "Determinación del Costo Variable de Mantenimiento de las Unidades de Generación Termoelectrica" (PR-34)

De mi consideración:

Me dirijo a ustedes, a fin de comunicarles que, se ha concluido el proceso de revisión de informes sustentatorios del Costo Variable de Mantenimiento (CVM), Costo Variable de Operación No Combustible (CVONC) y Costo Variable No Combustible (CVNC), según lo establecido en la Primera Disposición Transitoria del PR-34 y en consideración del numeral 6.2.2.1 del PR-31.

Al respecto, les informamos que, de acuerdo con lo indicado en la Segunda Disposición Transitoria del PR-34, se ha elaborado un resumen con los valores de CVM, CVONC y CVNC, de las Unidades de Generación termoelectrica en cada uno de sus Modos de Operación, así como también, la aplicación del numeral 7.6 del PR-34. El detalle de los valores se indica en el anexo de la presente carta.

Dichos valores serán actualizados y aplicados desde las 00:00 horas del día 01.07.2023.

Sin otro particular, hago propicia la ocasión para saludarlos.

Atentamente,

 Firmado Digitalmente por:
LEONARDO LUIS JUAN DEIO PÍRAZO
Cargo: DIRECTOR EJECUTIVO
Fecha: 30/06/2023 10:06:22

Adj.: La indicado
C.c.: DD, DP, SPR, SCO, SEV, SME, SML, SNP, SPL, SUR, OSGENERMIN (Ing. Leonides Sayes - OSG)
Exp.: 202300040416

- At: Los Congresistas N° 114A,
San Isidro, (Lima - Perú)
+51 61 181695
www.coes.org.pe



Anexo C: Precio de Gas Natural: Aplicación del Decreto Supremo N° 016-2000-EM

A continuación, se presenta el análisis del precio del gas natural para la aplicación del literal c) del artículo 124 del RLCE⁴⁹.

C.1 Precio del Gas Natural para Centrales Termoeléctricas con Gas de Camisea

Actualización de precios

Conforme a lo dispuesto en el artículo 6 del Decreto Supremo N° 016-2000-EM⁵⁰, para efectos de la determinación de los Precios en Barra de energía, de acuerdo con lo dispuesto por el artículo 124 del RLCE, tratándose de centrales termoeléctricas que utilicen gas natural de Camisea como combustible, se obtendrán sus costos variables tomando el precio del gas natural, definido como la suma de:

- i) El precio del gas natural en boca de pozo, que corresponde al valor pagado por el generador al productor; el cual no podrá ser superior al precio máximo definido en los contratos entre el productor de gas natural y el Estado;
- ii) el 90% de la tarifa de transporte de gas natural desde la boca de pozo hasta el City Gate o en su defecto hasta la central, considerando un factor de utilización de transporte de 1,0; y,
- iii) el 90% de la tarifa de distribución de gas natural desde el City Gate hasta la central, si corresponde, considerando un factor de utilización de transporte de 1,0.

Al respecto, para el caso de las unidades termoeléctricas de las centrales de Ventanilla, Santa Rosa, Kallpa, Chilca 1, Chilca 2, Las Flores, Pisco, Independencia, Santo Domingo de Olleros, Fénix y Oquendo se ha procedido a verificar los factores de actualización del precio en boca de pozo y los cargos por transporte y distribución contenidos en el ESTUDIO, concluyéndose lo siguiente:

- **El precio pagado por el generador al productor:** Se ha considerado que el precio pagado corresponde al Precio Contractual establecido en los Contratos de Suministro de gas natural vigentes, declarado por el productor de gas natural de Camisea para el año 2025.

Al respecto, de acuerdo a lo reportado Pluspetrol,⁵¹ se tiene que el precio de gas natural en boca de pozo aplicable durante el 2025 para los generadores eléctricos es de 2,1091

⁴⁹ **Artículo 124°.** El programa de operación a que se refiere el inciso b) del Artículo 47° de la Ley, se determinará considerando los siguientes aspectos:

....

c) El costo de los combustibles será determinado utilizando los precios y condiciones que se señalan en el Artículo 50° de la Ley y se tomará los precios del mercado interno. Para el caso de los combustibles líquidos se tomará el que resulte menor entre el precio del mercado interno y el precio de referencia ponderado que publique OSINERGMIN; para los sistemas aislados sólo se tomará el precio del mercado interno. Para el caso del carbón, el precio de referencia de importación que publique OSINERGMIN será considerado como precio del mercado interno. Asimismo, los criterios señalados serán aplicados en las fórmulas de reajuste correspondientes.

⁵⁰ Modificado por el Decreto Supremo N° 014-2006-EM.

⁵¹ Mediante carta PPC-COM-25-0030 del 16 de enero de 2025, lo cual se adjunta en el apartado C.3.

USD/MMBTU, el cual se ha actualizado en función del promedio aritmético del índice Oil Field and Gas Field Machinery – 1191 (WPU1191) y del índice Fuels and Related Products and Power (WPU05) publicados por el U.S. Department conforme lo establece la adenda suscrita en el año 2014 al Contrato de Licencia para la Explotación de Hidrocarburos del lote 88.

De lo anterior se desprende que el precio pagado, para efectos de la aplicación del Decreto Supremo N° 016-2000-EM, es aquél que considera el factor de reajuste correspondiente con la información al 31 de marzo de 2025.

- **El factor de actualización del precio en boca de pozo del contrato entre el productor y el Estado:** De acuerdo con lo establecido en el literal c) de la Quinta Modificación del Contrato de Licencia para la Explotación de Hidrocarburos en el Lote 88:

“Durante los primeros 6 años contados a partir del 01.01.2007, la aplicación del Factor de Actualización determinado en el literal b), no representará un incremento acumulado anual en el Precio Realizado máximo superior al 5%. Durante los 5 años subsiguientes el incremento anual en los Precios Realizados máximos, no superará el 7%.”

Aplicando este párrafo, el Factor de Actualización a considerarse es 2,1091.

- **El factor de actualización de la tarifa de transporte y distribución:** De acuerdo con el artículo 2 de la Resolución N° 086-2010-OS/CD, para la determinación del factor de actualización FAI se debe considerar el cociente de los valores del índice PPI WPSSOP3500, reemplazado por el índice PPI WPSFD4131, correspondientes al último publicado al primero de marzo de cada año y al del año en el que se ofertó el Costo del Servicio.

Asimismo, conforme al artículo 4 del Decreto Supremo N° 048-2008-EM, que fue modificado por el Decreto Supremo N° 082-2009-EM, publicado el 21 de noviembre de 2009, se está considerando que se aplicará a los generadores la Tarifa Única de Distribución (TUD) para el periodo 2024 al 2027.

Como resultado de estos criterios, se obtienen los precios del gas natural para aplicación del artículo 124 del RLCE, considerando para ello lo dispuesto en el artículo 6 del Decreto Supremo N° 016-2000-EM, conforme se muestra en el Cuadro C.1.

Cabe mencionar que se tiene un precio referencial para la C.T. Oquendo de 3,8812 USD/MMBTU como resultado; sin embargo, al ser una central de Cogeneración Calificada, y en aplicación del Reglamento de Cogeneración, aprobado mediante Decreto Supremo N° 037-2006-EM, se ha procedido a modelarla con una oferta constante y un costo de combustible cero (0) para efectos del modelo.

CUADRO No. C.1

Precio del Gas Natural para las centrales que operan con gas de Camisea 2025

DESCRIPCION	UNIDAD	Ventanilla	Santa Rosa 1	Santa Rosa 2	Chilca 1	Chilca 2	Kallpa	Independencia	Las Flores	Oquendo	Termochilca	Fenix
Precio Boca de pozo	USD/MMBTU	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000
Factor A: Por Cantidad Diaria Contractual (1)		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Factor B: Por Take or Pay (2)		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Descuento Pluspetrol (3)		0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Precio Boca de Pozo	USD/MMBTU	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000
Factor de Actualización (Ene-2023) (4)		2.1091	2.1091	2.1091	2.1091	2.1091	2.1091	2.1091	2.1091	2.1091	2.1091	2.1091
Precio Boca de Pozo actualizado (Contrato Estado - Productor)	USD/MMBTU	2.1091	2.1091	2.1091	2.1091	2.1091	2.1091	2.1091	2.1091	2.1091	2.1091	2.1091
Precio Boca de Pozo actualizado (Contrato Estado - Productor)	USD/MMBTU	2.1091	2.1091	2.1091	2.1091	2.1091	2.1091	2.1091	2.1091	2.1091	2.1091	2.1091
Precio Boca de Pozo actualizado (incluye de suento)	USD/MMBTU	2.1091	2.1091	2.1091	2.1091	2.1091	2.1091	2.1091	2.1091	2.1091	2.1091	2.1091
Precio Base Red Principal de Transporte (OSINERGMIN)	US\$/millar m³	31.4384	31.4384	31.4384	31.4384	31.4384	31.4384	31.4384	31.4384	31.4384	31.4384	31.4384
Factor por adelanto del GRP		0.95477	0.95477	0.95477	0.95477	0.95477	0.95477	0.95477	0.95477	0.95477	0.95477	0.95477
Factor de Aplicación Tarifaria (FAT)		1.00960	1.00960	1.00960	1.00960	1.00960	1.00960	1.00960	1.00960	1.00960	1.00960	1.00960
Factor de ajuste al Transporte (PPIA / PPIB)		1.7067	1.7067	1.7067	1.7067	1.7067	1.7067	1.7067	1.7067	1.7067	1.7067	1.7067
PPIA (Ene-2025)		149.8	149.8	149.8	149.8	149.8	149.8	149.8	149.8	149.8	149.8	149.8
PPIB (Ene-2025)		255.7	255.7	255.7	255.7	255.7	255.7	255.7	255.7	255.7	255.7	255.7
Precio Red Principal de Transporte (OSINERGMIN)	US\$/millar m³	51.74301	51.74301	51.74301	51.74301	51.74301	51.74301	51.74301	51.74301	51.74301	51.74301	51.74301
Factor de conversión	PC/m³	35.31467	35.31467	35.31467	35.31467	35.31467	35.31467	35.31467	35.31467	35.31467	35.31467	35.31467
Precio Red Principal de Transporte (OSINERGMIN)	US\$/millar PC	1.4652	1.4652	1.4652	1.4652	1.4652	1.4652	1.4652	1.4652	1.4652	1.4652	1.4652
Poder Calorífico Superior (5)	MBTU/PC	1.0702	1.0702	1.0702	1.0684	1.0684	1.0708	1.0694	1.0708	1.0690	1.0706	1.0695
Factor de descuento (solo para tarifas)		0.9000	0.9000	0.9000	0.9000	0.9000	0.9000	0.9000	0.9000	0.9000	0.9000	0.9000
Precio de Transporte	USD/MMBTU	1.2322	1.2322	1.2322	1.2343	1.2343	1.2315	1.2331	1.2315	1.2336	1.2317	1.2329
tarifa promedio de Distribución (OSINERGMIN)	US\$/millar m³	20.33	21.25	22.59	20.33	20.33	20.33	20.33	20.33	22.59	20.33	20.33
Capacidad Contratada Diaria Mensual (CC)	(m3/d)	2'100'000	61'976	0	2'986'911	955'404	3'710'000		1'414'248	0	1'275'000	2'380'000
Capacidad Reservada Diaria (CRD)	(m3/d)	2'100'000	2'100'000		2'587'705	2'587'705	4'683'317		4'683'317	200'000	1'275'000	2'380'000
CC/CRD		1.0295	1.0295	1.0295	1.5235	1.5235	1.0941		1.0941	0.0000	1.0000	1.0000
RCC		1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000	1.0000		1.0000	1.0000	1.0000	1.0000
Volumen consumido (promedio mensual dic-2024)	m3-mes	46'017'739	31'785'37	7'330'997	84'673'341	6'944'824	91'274'316	1'268'130	33'384'750	3'036'818	21'014'151	56'395'7052
Tarifa Unica de Distribución (OSINERGMIN):												
Margen Fijo de Comercialización (Feb-2025) (6)	US\$/(Sm3/d)-mes	0.0781	0.0781	0.0781	0.0781	0.0781	0.0781		0.0781	0.0781	0.0781	0.0781
Margen Fijo de Distribución (Feb-2025) (6)	US\$/(Sm3/d)-mes	0.5403	0.5403	0.5403	0.5403	0.5403	0.5403		0.5403	0.5403	0.5403	0.5403
Margen Variable de Distribución (Feb-2025) (6)	US\$/millar m3	20.3272	20.3272	20.3272	20.3272	20.3272	20.3272		20.3272	20.3272	20.3272	20.3272
Costo de Distribución (OSINERGMIN)	US\$/millar m³	20.33	21.25	22.59	20.33	20.33	20.33		20.33	22.59	20.33	20.33
Factor de conversión	PC/m³	35.31467	35.31467	35.31467	35.31467	35.31467	35.31467		35.31467	35.31467	35.31467	35.31467
Precio Red de Distribución (OSINERGMIN)	US\$/millar PC	0.6017	0.6396	0.6396	0.5758	0.5758	0.5758		0.5758	0.6396	0.5758	0.5758
Poder Calorífico Superior (5)	MBTU/PC	1.0701	1.0701	1.0701	1.0684	1.0684	1.0712		1.0701	1.0690	1.0670	1.0695
Factor de descuento (solo para tarifas)		0.9000	0.9000	0.9000	0.9000	0.9000	0.9000		0.9000	0.9000	0.9000	0.9000
Precio Distribución	USD/MMBTU	0.4843	0.5061	0.5379	0.4851	0.4851	0.4838		0.4843	0.5385	0.4857	0.4845
Precio TOTAL (Boca de pozo + Transporte + Distribución)		3.8256	3.8474	3.8792	3.8285	3.8285	3.8244	3.3422	3.8249	3.8812	3.8265	3.8265

(1). (2) No se aplican factores de descuento A y B al Precio Contractual establecido en los Contratos de Suministro de gas natural del Consorcio Camisea.
(3) Descuento extraordinario aplicado por Pluspetrol. Para el año 2025: Pluspetrol no informó descuento (Carta PPC-COM-25-0030).
(4) Pluspetrol en su carta PPC-COM-25-0030 señala que el Precio de Gas para Lima y Callao - Generadores Eléctricos para el año 2025 es de 2.1091.
(5) Los poderes caloríficos superiores corresponden a los informados por los Generadores de acuerdo al PR-31 del OCES SINAC (Marzo 2025).
(6) Conforme lo dispuesto por las Resolución Osinergmin N° 079-2022-OSCD y N° 138-2022-OSCD.

C.2 Precio del Gas Natural para C.T. Aguaytía y C.T. Malacas

Conforme a lo dispuesto en el artículo 6 del Decreto Supremo N° 016-2000-EM, para efectos de la determinación del Precio en Barra de energía, de acuerdo con lo dispuesto por el artículo 124 del RLCE, tratándose de centrales termoeléctricas que no utilicen gas natural de Camisea como combustible, se obtendrán sus costos variables tomando el precio único que se obtenga como resultado del Procedimiento Técnico del COES N° 31 “Cálculo de los Costos Variables de las Unidades de Generación” (PR-31), teniendo como límite superior aquél que resulte del procedimiento que establezca Osinerghmin.

Al respecto, Osinerghmin aprobó, mediante Resolución N° 108-2006-OS/CD, el “Procedimiento para la Determinación del Precio Límite Superior del Gas Natural para el Cálculo de las Precios en Barra”, a partir del cual se obtiene el precio límite superior de 3,8262 USD/MMBTU para el periodo 2024-2027.

Finalmente, como resultado de la aplicación del PR-31, los precios de gas natural para las unidades termoeléctricas de Aguaytía, Malacas TG4, Malacas TG5, y Malacas TG6 fueron de 3,8262; 2,9035; 2,5506; y 2,8886 USD/MMBTU, respectivamente. Dichos precios, debidamente actualizados con información al 31 de marzo de 2025, resultan ser los mismos, a excepción de la C.T. Aguaytía al superar el precio límite superior.

Cuadro C.2

Precio del Gas Natural con Límite Superior

Centrales de Generación	Precio Gas Natural (USD/MMBTU)
	2024-2027
C.T. Ventanilla	3,8256
C.T. Santa Rosa 1	3,8474
C.T. Santa Rosa 2	3,8792
C.T. Chilca 1	3,8285
C.T. Chilca 2	3,8285
C.T. Kallpa	3,8244
C.T. Flores	3,8249
C.T. Independencia	3,3422
C.T. Santo Domingo de Olleros	3,8265
C.T. Fenix	3,8265
C.T. Aguaytía	3,8262
TG4 de C.T. Malacas	2,9035
TG5 de C.T. Malacas	2,5506
TG6 de C.T. Malacas	2,8886
TG1 de C.T. Oquendo	3,8812(*)

(*) Central de Cogeneración Calificada modelada como oferta constante.

C.3 Documentos Anexos



Pluspetrol Perú Corporation S.A.
Calle Las Begonias 415 – Piso 11, San Isidro
Lima – Perú
Telf. : (51-1) 411-7100

PPC-COM-25-0030

Lima, 16 de enero de 2025

Señores
Gerencia de Regulación Tarifaria
Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería - OSINERGMIN
Presente.-

Atención: Sr. Severo Buenalaya Cangalaya
Gerente División de Generación y Transmisión Eléctrica

De nuestra consideración:

Nos referimos a su oficio No. 0014-2025-GRT, mediante el cual, en el marco del proceso para la fijación de tarifas eléctricas para el periodo mayo 2025 – abril 2026, nos solicitan información relativa al gas natural de Camisea.

Al respecto cumplimos en brindarles la información solicitada:

1. El poder calorífico superior promedio de diciembre de 2024 fue de 1068.36 BTU/PC medido a 15 °C y 1 atm.
2. Por cada empresa de generación eléctrica, los siguientes datos conforme a lo pactado a la fecha:

a. Precio Base: 1.00 USD/MMBTU

Factor de Ajuste = $0.6 (WPU1191i / WPU11910) + 0.4 * (WPU05i / WPU050)$

- Si el Factor de Ajuste resulta ser menor que uno (1), dicho Factor se igualará a uno (1).
- Precio del Gas Natural Final = Precio Base x Factor de Ajuste x Factor A x Factor B.

WPU1191i: Promedio aritmético del Índice Oil Field and Gas Field Machinery, publicado por el U.S. Department of Labor (Bureau of Labor Statistics) para los doce (12) meses anteriores al 1ro de diciembre del año calendario inmediato anterior al Año Contractual para el que se determina el Precio.

WPU11910: Promedio aritmético del Índice Oil Field and Gas Field Machinery, publicado por el U.S. Department of Labor (Bureau of Labor Statistics) para los 12 meses anteriores a la Fecha de Suscripción del Contrato de Licencia para la explotación de Hidrocarburos del Lote 88 (Diciembre 1999 a Noviembre 2000).

WPU05i: Promedio aritmético del Índice Fuels and Related Products and Power, publicado por el U.S. Department of Labor (Bureau of Labor Statistics) para los doce (12) meses anteriores al 1ro de diciembre del año calendario inmediato anterior al Año Contractual para el que se determina el Precio.

WPU050: Promedio aritmético del Índice Fuels and Related Products and Power, publicado por el U.S. Department of Labor (Bureau of Labor Statistics) para los 12 meses anteriores a la Fecha de Suscripción del Contrato de Licencia para la explotación de Hidrocarburos del Lote 88 (diciembre 1999 a noviembre 2000).

- b. La información solicitada para cada empresa de generación se encuentra en el Anexo 1.
 - c. La comunicación enviada por Perupetro con el detalle del cálculo del Precio aplicable para el periodo 2025 se encuentra adjunta.
3. No nos encontramos en conversaciones con empresas por contratos de suministro de gas para generación eléctrica.
4. No se han celebrado nuevos contratos de suministro y/o adendas con empresas de generación eléctrica durante el transcurso del año 2024 a la fecha.

Sin otro particular.

Atentamente,



Lucas Florestano
Gerente Comercial de Grandes Clientes

ANEXO 1:
Información Contractual
Clientes de Gas Natural de Camisea - Generadores eléctricos operativos
Información al 14 de enero de 2025

EMPRESA Y CONTRATO	CDC (MMPCD)	TOP/DOP %		PRECIO BASE AJUSTADO AL 2025 ¹ (USD/MMBTU)
		Avenida	Estiaje	
Orygen – Central Térmica Ventanilla	74.16	15	75	2.1091
Orygen – Central Térmica Santa Rosa	63.57	0	10	
ENGIE – Chilca 1	122.00	0	0	
ENGIE – Chilca 2	18.00	0	0	
KALLPA	180.96	15	60	
SDF ENERGÍA ²	7.416	90	90	
EGESUR	4.59	11	15	
TERMOCHILCA	45.026	0	0	
FENIX POWER	85.90	15	75	

¹ Precio Contractual establecido en los Contratos de Suministro de gas natural del Consorcio Camisea con las empresas generadoras, vigente a partir del 1° de enero de 2025, hasta el 31 de diciembre de 2025.

² De los cuales: Base firme de 2.649 MMPCD e interrumpible 4.767 MMPCD.

Anexo D: Plan de Obras de Generación y Transmisión

El programa de obras de generación y transmisión comprende la secuencia de fechas esperadas de puesta en servicio de equipamiento en el SEIN; ello dentro del periodo de estudio a que se refiere el literal b) del artículo 47 de la LCE; dicho periodo se extiende hasta los 24 meses posteriores y los 12 meses previos al 31 de marzo del año de la fijación.

En ese sentido, para efecto de los 12 meses previos se consigna el programa histórico de obras y para el de los 24 meses posteriores, las obras factibles de ingreso en operación.

Por otro lado, cabe mencionar que, para fines de la representación del plan de obras de generación y transmisión en el modelo PERSEO 2.0, se está considerando como criterio que si el ingreso de una instalación se proyecta en la segunda quincena del mes se considerará el mes siguiente calendario.

D.1 Plan de Obras de Generación

El plan de obras contempla un programa eficiente de centrales para entrar en servicio en el periodo de estudio, de modo que se mantenga el equilibrio entre la oferta y la demanda del sistema, de manera que se efectúe un mayor análisis de la información alcanzada por las empresas. Asimismo, el horizonte de estudio abarca hasta diciembre 2027, debido a que por un tema de representación del SEIN en el modelo PERSEO 2.0, y en especial de sus cuencas hidrológicas, es necesario representar años enteros (enero a diciembre) para reflejar los meses de estiaje y avenida que se presentan en el país.

Asimismo, es indispensable que, en la evaluación de los proyectos de generación, se efectúe un análisis crítico de la información alcanzada por las empresas; así como, la información alcanzada por otros medios con lo que se pueda determinar un plan de obras de generación factible de ingresar y que esté adaptado a la demanda. Es decir, que si la demanda crece la oferta pueda responder eficientemente para cubrir dicho incremento.

En este sentido, de acuerdo con lo manifestado en los párrafos anteriores, se ha procedido a evaluar los potenciales proyectos que serían factibles de ingresar en el periodo de estudio considerado en el proceso de la presente regulación⁵². En ese sentido, a continuación, se detallan los proyectos que fueron considerados para la presente fijación:

C.H. Centauro I-III

Respecto al proyecto de la C.H. Centauro I-III, el Estudio de Pre Operatividad (EPO) aprobado por el COES fue reformulado y corresponde a una potencia de 9,9 MW considerando el punto de conexión en la L.T. en 60 kV San Luis-Huallín, por lo que se considera dicha potencia.

Al respecto, se observó al SUBCOMITÉ que en su propuesta consideraba el ingreso de dicha central en su Etapa I en enero 2025 con una potencia de 12,5 MW; sin embargo, considerando el EPO aprobado y los retrasos registrados, correspondía que el SUBCOMITÉ revaluara la fecha propuesta y la potencia aprobada y/o sustentara lo propuesto en base a información actualizada proporcionada por el desarrollador del proyecto.

⁵² De acuerdo con el criterio de optimización del modelo PERSEO 2.0, este horizonte debe corresponder hasta el mes de diciembre del año 2027, a fin de que sea congruente con la representación de la demanda de energía eléctrica que se considera hasta el referido mes.

En la ABSOLUCIÓN, el SUBCOMITÉ indicó que no obtuvo información adicional por parte del titular, por lo que mantenía la información incluida en la propuesta inicial considerando el ingreso de la C.H. Centauro I-III (Etapa 1) en enero 2025, a pesar que en su respuesta indicaba que la Etapa 1 tenía un avance del 98% y la Etapa 2 de 25%, no siendo consistente con la información presentada, lo cual se evidencia en que la Etapa 1 hasta el cierre del presente informe no ha ingresado en Operación Comercial en la fecha considera por el SUBCOMITÉ en su propuesta.

Asimismo, con relación al proyecto de la C.H. Centauro I-III (Etapa 2), se observó al SUBCOMITÉ que incluye dicho proyecto a partir del mes de abril 2027, lo cual fue sustentado mediante un programa referencial de agosto 2024; sin embargo, la propuesta inicial se sustenta en una estimación de plazos considerando el ingreso del proyecto de la C.H. Centauro I-III (Etapa 1) el año 2024, la cual aún se encuentra en proceso de implementación. Al respecto, se solicitó al SUBCOMITÉ reevaluar la fecha propuesta; sin embargo, en su ABSOLUCIÓN mantiene lo indicado en su propuesta inicial, sin considerar lo informado en cuanto al avance para esta etapa, y que el único EPO aprobado sólo considera una potencia de 9,9 MW para dicho proyecto en conjunto.

Según lo informado por la DSE ("DSE"), la Concesionaria concluyó el montaje general de la casa de máquinas, tubería de presión y canal de descarga, así como el montaje de los equipos de patio de la S.E. Centauro y el transformador de potencia. En la Subestación de Interconexión (ITC), se han finalizado las fundaciones de los equipos de patio y pórticos, así como los trabajos de la malla de puesta a tierra; también se ha completado el montaje de los pórticos y equipos, quedando pendientes el muro perimetral y la colocación de la grava.

Por otro lado, en el PMPO del COES de marzo 2025, se considera el ingreso del proyecto en junio 2025. En ese sentido, considerando el avance informado, así como las pruebas operativas a realizar, se considera factible el ingreso del proyecto a partir de junio 2025, con el ingreso de sólo la Etapa 1 en el horizonte de estudio dado el EPO aprobado considerando una potencia de 9,9 MW.

C.H. Anashironi

Respecto al proyecto de la C.H. Anashironi, el cual se encuentra proyectado dentro de la concesión de la C.H. Renovandes HI (actualmente en operación), de la información proporcionada por la DSE, la Concesionaria solicitó al MINEM la modificación de la POC hasta el 09.01.2026 debido a los cambios de diseño de su conexión; asimismo, DSE indicó que la Concesionaria informó que el 18.12.2024, la turbina pelton llegó a obra.

Al respecto, dado los avances de dicho proyecto y el punto de conexión modificado, se considera factible su ingreso a partir de enero 2026.

C.S. San Martín

Respecto al proyecto de la C.S. San Martín, mediante Resolución Ministerial N° 327-2022-MINEM/DM se otorgó a dicho proyecto la Concesión Definitiva para desarrollar la actividad de generación de energía eléctrica con Recursos Energéticos Renovables; asimismo, mediante la Resolución Ministerial N° 334-2023-MINEM/DM de agosto 2023, se estableció el derecho de servidumbre de ocupación con carácter permanente para el proyecto.

Con relación a dicho proyecto, se observó al SUBCOMITÉ que en su propuesta inicial lo incluía a partir del mes de enero 2026; sin embargo, según lo informado por la DSE, el citado proyecto registraba un avance global superior al 75%, por lo tanto, el SUBCOMITÉ debía reevaluar la fecha propuesta y sustentar su propuesta en base a información actualizada proporcionada por el desarrollador del mismo.

En la ABSOLUCIÓN, el SUBCOMITÉ indicó que no obtuvo información adicional por parte del titular, por lo que mantenía la fecha de ingreso indicada en su propuesta inicial, a pesar que en su respuesta indicaba que el proyecto tenía un avance global de 81,5%. Al respecto, la DSE indicó que las actividades de hincado, instalación de bandejas, instalación de string box y montaje de los 256 inversores se concluyeron, asimismo, que continuaban en proceso el montaje de los paneles solares, los cuales actualmente ya han sido instalados en su totalidad.

Dado los avances informados por la DSE, se prevé su Operación Comercial antes de la fecha propuesta en su cronograma, la cual se había fijado para fines del año 2025; asimismo, de información actualizada remitida por el COES mediante carta N° COES/D/DP-238-2025 de marzo 2025, se ha tomado conocimiento que el COES aprobó la autorización de conexión para pruebas del proyecto de la C.S. San Martín, en ese sentido, en base a lo informado por el COES y teniendo en cuenta que el cronograma establecido para dicho proyecto, considera para la etapa de pruebas un periodo de dos (02) meses previos a su puesta en Operación Comercial, se actualiza la fecha propuesta de ingreso a partir del mes de junio 2025.

C.S. Sunny

Respecto al proyecto de la C.S. Sunny, mediante Resolución Ministerial N° 054-2023-MINEM/DM se otorgó a dicho proyecto la Concesión Definitiva para desarrollar la actividad de generación de energía eléctrica con Recursos Energéticos Renovables. Según lo informado por la DSE, la Concesionaria continúa ejecutando las obras civiles en la zona del proyecto, cuyos avances a finales de noviembre 2024 incluyen actividades relacionadas a la adecuación del terreno y caminos de accesos en un 100%; asimismo, respecto a la subestación, se ha realizado la cimentación de los equipos.

Por otra parte, el MINEM aprobó la postergación de la POC a fines de octubre 2025; sin embargo, existen retrasos en algunas actividades que originarían el desplazamiento de su puesta en servicio, siendo factible a finales del año 2025, por lo que se considera su ingreso en Operación Comercial para el mes de diciembre 2025, concordando con la propuesta del SUBCOMITÉ.

C.S. Wayra Solar

Respecto al proyecto de la C.S. Wayra Solar, mediante carta DP-1084-2023 de octubre 2023, el COES aprobó el Estudio de Pre Operatividad con una potencia de 94,22 MW, siendo que dicho proyecto contempla su conexión en la Subestación Flamenco en las barras de conexión del proyecto de la C.E. Wayra Extensión actualmente en Operación Comercial; asimismo, el SUBCOMITÉ en su propuesta incluye información del desarrollador del proyecto que prevee su ingreso a partir de agosto 2026. En ese sentido, se considera su ingreso en agosto 2026.

C.S. Solimana

Respecto al proyecto de la C.S. Solimana, se observó al SUBCOMITÉ que propuso el ingreso de dicho proyecto a partir del mes de enero 2026; sin embargo, según lo informado por la DSE, existen retrasos en el inicio del proyecto, siendo que la Concesionaria solicitó al MINEM la modificación de su POC, por lo tanto el SUBCOMITÉ debía reevaluar la fecha propuesta y sustentar de ser el caso, su inclusión en el programa de obras de generación en base a información actualizada proporcionada por el desarrollador del mismo.

En la ABSOLUCIÓN, el SUBCOMITÉ indicó que la empresa desarrolladora del proyecto, informó la modificación de su POC para el mes de julio 2027, lo cual fue actualizado por el SUBCOMITÉ en su propuesta.

Considerando la información proporcionada por DSE y los retrasos informados, se considera su ingreso a partir de agosto 2027.

C.S. Characato

Respecto al proyecto de la C.S. Characato, se observó al SUBCOMITÉ que incluía dicho proyecto a partir del mes de marzo 2026 en base a una ficha del año 2023 donde se indica el plazo considerando el inicio de construcción en setiembre 2024; en ese sentido, y considerando los retrasos del proyecto se solicitó al SUBCOMITÉ reevaluar la fecha propuesta y sustentar la misma en base a información actualizada proporcionada por el desarrollador del proyecto.

En la ABSOLUCIÓN, el SUBCOMITÉ informó que el desarrollador del proyecto, indicó que efectivamente tiene retrasos, por lo que adjuntó una nueva ficha que considera su ingreso el mes de marzo 2027. Al respecto, se considera dicho mes para el ingreso del proyecto.

C.H. San Gabán III

Respecto al proyecto de la C.H. San Gabán III, la DSE informó a diciembre 2024 que la edificación de la central cuenta con la sala de máquinas y la excavación del túnel de derivación terminados, quedando pendiente el piso del reservorio; asimismo, las obras electromecánicas cuentan con un avance del 96% en el montaje de los grupos y la caverna de transformadores. En cuanto a la línea de transmisión de 220 kV S.E. Paquillusi - S.E. Pumiri, se tiene 392 bases excavadas, 361 fundaciones y 284 torres montadas; siendo el avance global del proyecto de 94.1%.

Por otro lado, en el PMPO del COES de marzo 2025, se considera el ingreso del proyecto en agosto 2025. En ese sentido, debido el avance informado, se considera factible el ingreso del proyecto a partir de agosto 2025.

C.E. Caravelí

Respecto al proyecto de la C.E. Caravelí, se observó al SUBCOMITÉ que incluía dicho proyecto a partir del mes de julio 2026; sin embargo, según lo informado por la DSE, existen retrasos en el inicio del proyecto, siendo que la Concesionaria solicitó al MINEM la modificación de su POC. En ese sentido, se solicitó al SUBCOMITÉ reevaluar la fecha propuesta y sustentar de ser el caso, su inclusión en el programa de obras de generación en base a información actualizada proporcionada por el desarrollador del mismo.

En la ABSOLUCIÓN, el SUBCOMITÉ informó que la empresa desarrolladora del proyecto, indicó que el 29.12.2023 solicitó la primera modificación de la Concesión (POC) debido a Fuerza Mayor considerando una prórroga de la POC para el 15.08.2026. Con fecha 06.01.2025 el MINEM admitió a trámite la modificación de la Concesión. En base a ello, considera en su propuesta el ingreso del proyecto a partir de setiembre 2026.

Con relación al proyecto de la C.E. Caravelí, el 27.11.2024, con Oficio N° 1959-2024-OS-DSE, se informó al MINEM sobre el retraso del proyecto y que la POC prevista para el 15.03.2026 no se cumpliría. El 03.09.2024, la Concesionaria solicitó nuevamente al MINEM la Modificación de su Cronograma de Ejecución de Obras, argumentando demora de la administración en la aprobación del establecimiento de la servidumbre, solicitando ampliar la POC hasta el 15.02.2027. En ese sentido, dado los retrasos informados se considera su ingreso a partir de marzo 2027.

C.S. Expansión Intipampa

Respecto al proyecto de la C.S. Expansión Intipampa (denominado “Extensión Intipampa” por el SUBCOMITÉ), en febrero 2024 el COES mediante carta COES/D/DP-107-2024, aprobó el Estudio de Pre Operatividad (EPO) del proyecto C.S. Expansión Intipampa de 39,6 MW, siendo que el proyecto depende de la C.S. Intipampa actualmente en operación, por lo cual actualmente se cuenta con estudios aprobados.

Por otra parte, el desarrollador del proyecto solicitó al COES incrementar la potencia del proyecto a 51,7 MW, informándosele por parte del COES que no requería del trámite de aprobación de un nuevo EPO, solo su actualización.

Considerando la información proporcionada por el desarrollador del proyecto y el COES, se considera el plazo previsto de ingreso del proyecto a partir de diciembre 2026 con una potencia de 51,7 MW.

C.S. Lupi

Respecto al proyecto de la C.S. Lupi, mediante Resolución Ministerial N° 443-2023-MINEM/DM se otorgó a dicho proyecto la Concesión Definitiva para desarrollar la actividad de generación de energía eléctrica con Recursos Energéticos Renovables; en ese sentido, se observó al SUBCOMITÉ que en su propuesta inicial no consideró dicho proyecto dentro del horizonte de Estudio, a pesar que se encuentra en ejecución. En la ABSOLUCIÓN, el SUBCOMITÉ indicó que la concesionaria referenció el “Informe Supervisión Osinerghmin”; asimismo, incluye información sobre que las obras preliminares se iniciaron con fecha 13.02.2024, siendo que la fecha de inicio de obras se retrasó, y que el proyecto se está desarrollando conforme a lo programado. En base a ello, incluyó el citado proyecto a partir de agosto 2026.

Con relación al proyecto, mediante carta COES/D/DP-690-2024 el COES aprueba un nuevo EPO con una potencia de 181,2 MW, en referencia a ello y dado el retraso en el inicio del proyecto, se consideró su ingreso en la etapa de prepublicación para el mes de diciembre 2026; sin embargo, se ha recibido la carta SKP/GC-050-2025 de marzo 2025, en la cual la empresa Statkraft informa que el proyecto de la C.S. Lupi cuyo desarrollador corresponde a una de sus subsidiarias, registra demoras en cuanto a la gestión de la conexión de dicho proyecto con la empresa Redesur, por lo que ha declarado que solicitará el cambio de fecha de Operación Comercial del citado proyecto para el mes de diciembre 2027 por lo que se actualiza su fecha de ingreso para dicho mes.

C.S. Illa

Respecto al proyecto de la C.S. Illa, mediante Resolución Ministerial N° 339-2022-MINEM/DM se otorgó a dicho proyecto la Concesión Definitiva para desarrollar la actividad de generación de energía eléctrica con Recursos Energéticos Renovables; en ese sentido, se observó al SUBCOMITÉ que en su propuesta inicial no consideró dicho proyecto dentro del horizonte de Estudio, a pesar que se encuentra en ejecución.

En la ABSOLUCIÓN, el SUBCOMITÉ indicó que la Concesionaria no presentó información; asimismo, que, según el informe de supervisión de Osinerghmin, se registra un avance global de 16 % habiéndose iniciado obras el año 2024. En base a ello, incluyó el citado proyecto a partir de enero 2026.

Con relación al proyecto, mediante carta COES/D/DP-1269-2024 el COES aprueba la actualización de su EPO con una potencia de 396 MW; asimismo, la DSE informa que la Concesionaria continúa ejecutando las obras en la zona del proyecto, cuyos avances al 31.01.2025 corresponden a caminos de acceso y movimiento de tierras. Dado la ampliación de potencia y los retrasos en el inicio de obras programados inicialmente para el año 2023, se considera su ingreso a partir de julio 2026.

C.E. Guarango

Respecto al proyecto de la C.E. Guarango, mediante Resolución Ministerial N° 215-2024-MINEM/DM se otorgó a dicho proyecto la Concesión Definitiva para desarrollar la actividad de generación de energía eléctrica con Recursos Energéticos Renovables; en ese sentido, se observó al SUBCOMITÉ que en su propuesta inicial no consideró dicho proyecto dentro del horizonte de Estudio, no habiendo presentado el sustento de la no consideración de este proyecto, dada la Concesión Definitiva otorgada el año 2024.

En la ABSOLUCIÓN, el SUBCOMITÉ indicó que no obtuvo información por parte de la concesionaria; asimismo, que, según el informe de supervisión de Osinerghmin, la POC se encuentra programada para noviembre 2027. En base a ello, incluyó el citado proyecto a partir de dicho mes.

Con relación al proyecto, la DSE informó que la fecha inicio de obras y la POC se encuentran programadas para los meses de diciembre 2025 y noviembre 2027 respectivamente; asimismo, que el proyecto se viene desarrollando acorde a lo programado, conforme al Cronograma de Ejecución de Obras. En base a dicha información, se considera su ingreso a partir de noviembre 2027, concordando con lo propuesto por el SUBCOMITÉ.

C.E. Mórrope

Respecto al proyecto de la C.E. Mórrope, el año 2023 el COES mediante carta COES/D/DP-392-2023, aprobó el Estudio de Pre Operatividad (EPO) del proyecto de la C.E. Mórrope de 224 MW; asimismo, el desarrollador del proyecto informó al SUBCOMITÉ el ingreso del mismo a partir de julio de 2027. En ese sentido, la propuesta del SUBCOMITÉ considera su ingreso a partir de dicho mes.

Con relación al proyecto, se informó que el desarrollador del proyecto solicitó la Concesión Definitiva a finales de 2024; asimismo, en el cronograma presentado se indica que las pruebas se realizarían en el tercer trimestre 2027.

Al respecto, en el cronograma original del proyecto, la etapa de POC se efectuaría en el siguiente trimestre, siendo más factible que dicho proyecto ingrese en el cuarto trimestre 2027, por lo que en la presente fijación se considera su ingreso a partir de octubre 2027.

C.S. Hanaqpampa

Respecto al proyecto de la C.S. Hanaqpampa, mediante Resolución Ministerial N° 087-2023-MINEM/DM se otorgó a dicho proyecto la Concesión Definitiva para desarrollar la actividad de generación de energía eléctrica con Recursos Energéticos Renovables. Al respecto, se observó al SUBCOMITÉ que proponía su ingreso a partir del mes de noviembre 2027 en base a la información recabada en la ficha de agosto 2024 que adjuntaba sobre el proyecto; sin embargo, en dicha ficha se indicaba que las fechas de inicio de construcción y POC dependerían de la aprobación de la Modificación de la Declaración de Impacto Ambiental. Por lo tanto, se solicitó al SUBCOMITÉ reevaluar la fecha propuesta y sustentar la misma en base a información actualizada proporcionada por el desarrollador del proyecto.

En la ABSOLUCIÓN, el SUBCOMITÉ indicó que la Concesionaría tenía previsto iniciar obras en enero 2025, informando en su respuesta que la POC se realizaría en agosto 2027, por lo que el SUBCOMITÉ propuso su ingreso a partir de dicho mes.

Al respecto, mediante Resolución Ministerial N° 014-2024-MINEM/DM, el MINEM estableció el derecho de servidumbre de paso y tránsito con carácter permanente para el proyecto; por lo tanto, dado los retrasos en el inicio de obras, para la presente fijación se considera su ingreso a partir de setiembre 2027.

Otras Instalaciones de Generación

Respecto a otras instalaciones de generación existentes, se observó al SUBCOMITÉ sobre la información correspondiente a los próximos ingresos en Operación Comercial; asimismo, se observó sobre las últimas POC. Con relación a ello, el SUBCOMITÉ adjunto información al respecto, lo cual se desarrolla a continuación según el caso correspondiente.

C.H. Huallín

Respecto a la Operación Comercial de la C.H. Huallín I, se observó al SUBCOMITÉ que debía actualizar la información relacionada a las centrales en Operación Comercial que presentaba en el Cuadro 28 de la página 37 de la propuesta de su Estudio, considerando la POC de dicha central que fuera otorgada mediante carta N° COES/D/DP-355-2024 a partir del 26.04.2024, la cual no se incluía en dicho cuadro, aún considerando la fecha de cierre del informe de su propuesta.

En la ABSOLUCIÓN, el SUBCOMITÉ informó que, efectivamente la central entró en Operación Comercial en dicha fecha con una potencia efectiva declarada de 2 MW; por lo tanto, incluyó dicha central en la actualización de su propuesta.

C.E. San Juan (incremento de potencia)

Respecto al incremento de la potencia de la C.E. San Juan, cuya Operación Comercial fue aprobada por el COES con 129,8 MW, se observó al SUBCOMITÉ que debería actualizar la información correspondiente a la misma, ya que, con carta N° COES/D/DP-1058-2024, el COES autorizó la conexión de las pruebas de puesta en servicio de un aerogenerador adicional WTG20, cuya incorporación incrementará la potencia de dicha central.

En la ABSOLUCIÓN, el SUBCOMITÉ informó que actualizó su propuesta considerando el incremento respectivo debido a la incorporación de un nuevo aerogenerador, puesto en Operación Comercial mediante carta N° COES/D/DP-1222-2024 a partir del 14.12.2024, incrementando la potencia de dicha central a 135,7 MW.

C.H. Tupuri

Como parte de la presente etapa de publicación, 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 2,15 MW a partir del 28.02.2025 a solicitud de la empresa San Gabán, 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 en el modelo PERSEO 2.0.

Otros Proyectos

Respecto a otros proyectos, con relación a su propuesta se realizaron las siguientes observaciones al SUBCOMITÉ, analizando la absolución de las mismas.

C.S. Ruta del Sol (ahora C.S. Rubi III)

Respecto al proyecto de la C.S. Ruta del Sol se observó al SUBCOMITÉ que en su propuesta inicial incluía dicho proyecto con una potencia de 323 MW; sin embargo, el EPO aprobado para dicho proyecto corresponde a una potencia de 307,65 MW. Por lo tanto, se solicitó al SUBCOMITÉ reevaluar dicha potencia y considerar que en el modelo PERSEO 2.0 los ingresos posteriores a la quincena de un mes, se consideran a partir del mes siguiente.

En la ABSOLUCIÓN, el SUBCOMITÉ informó que el desarrollador del proyecto precisó que el nombre del proyecto corresponde a la C.S. Rubi III, la cual estaría comprendida dentro del plan de obras; asimismo señaló que el proyecto C.S. Ruta del Sol, es un proyecto antiguo y debe descartarse. Al respecto, en su propuesta final cambió el nombre C.S. Ruta del Sol por C.S. Rubi III, manteniendo la potencia de 323 MW.

Con relación al proyecto C.S. Rubi III (presentado antes como C.S. Ruta del Sol), en la información proporcionada por el SUBCOMITÉ el desarrollador del proyecto precisó que se debería considerar para fines de julio 2027; sin embargo, en base al cronograma incluido en el EPO y lo informado como fecha de inicio de actividades de equipamiento en diciembre 2025, se considera que, dado los retrasos, el proyecto ingresaría fuera del periodo de estudio del presente proceso de fijación.

C.E. Shougang

Respecto al proyecto de la C.E. Shougang, se observó al SUBCOMITÉ que proponía su ingreso a partir del mes de abril 2027; sin embargo, no adjuntaba información actualizada del proyecto de sustente la fecha propuesta. Al respecto, se solicitó al SUBCOMITÉ reevaluar la fecha propuesta y sustentar de ser el caso, su inclusión en el programa de obras de generación en base a información actualizada proporcionada por el desarrollador del mismo.

En la ABSOLUCIÓN, el SUBCOMITÉ informó que no obtuvo información por parte del desarrollador del proyecto; asimismo, que consideraba su ingreso a partir de junio 2027, en base al EPO aprobado por el COES.

Con relación al proyecto, el EPO fue aprobado mediante carta N° COES/D/DP-981-2024 en octubre último, y según su cronograma, se observan retrasos en la aprobación del Estudio de Impacto Ambiental (EIA). En ese sentido, dado los retrasos y que el SUBCOMITÉ no obtuvo información adicional, se considera que el proyecto ingresaría fuera del periodo de estudio del presente proceso de fijación.

C.S. Algarrobal

Respecto al proyecto de la C.S. Algarrobal, se observó al SUBCOMITÉ que proponía su ingreso a partir de diciembre 2027, en base a la información recabada en la ficha de agosto 2024 que adjuntaba; sin embargo, en dicha ficha se indicaba la existencia de retrasos en el EIA. Por lo tanto, se solicitó al SUBCOMITÉ reevaluar la fecha propuesta y sustentar de ser el caso, su inclusión en el programa de obras de generación en base a información actualizada proporcionada por el desarrollador del mismo.

En la ABSOLUCIÓN, el SUBCOMITÉ informó que el desarrollador del proyecto señaló que consideró la mejor información disponible en la etapa de elaboración de la propuesta inicial; sin embargo, considerando los retrasos actuales, determinó que el proyecto se retiraba del plan de obras.

Con relación al proyecto de la C.S. Algarrobal, según información del desarrollador, para la presente fijación no se considera el citado proyecto.

C.E. Bayovar

Respecto al proyecto de la C.E. Bayovar, se observó al SUBCOMITÉ que proponía su ingreso a partir del mes de diciembre 2027, en base a la información recabada en la ficha de agosto 2024 que adjuntaba; sin embargo, en dicha ficha se indicaba la existencia de retrasos en el EIA. Por lo tanto, se solicitó al SUBCOMITÉ reevaluar la fecha propuesta y sustentar de ser el

caso, su inclusión en el programa de obras de generación en base a información actualizada proporcionada por el desarrollador del mismo.

En la ABSOLUCIÓN, el SUBCOMITÉ informó que el desarrollador del proyecto indicó que consideró la mejor información disponible en la etapa de elaboración de la propuesta inicial; sin embargo, considerando los retrasos actuales, determinó que el proyecto se retiraba del plan de obras.

Con relación al proyecto de la C.E. Bayovar, según información del desarrollador, para la presente fijación no se considera el citado proyecto.

C.H. Aricota 3

Respecto al proyecto de la C.H. Aricota 3, se observó al SUBCOMITÉ que incluía dicho proyecto considerando el ingreso de los grupos de dicha central por etapas, con una potencia total 9,6 MW; al respecto, según lo informado por la DSE, la Autoridad Nacional del Agua (ANA) mediante Resolución Directoral N° 0238-2024-ANA-AAA.CO, prorrogó la Acreditación de Disponibilidad Hídrica Superficial del Estudio de Aprovechamiento Hídrico para el otorgamiento de licencia de uso de agua, manifestando que confirma que existe una disponibilidad hídrica menor al caudal requerido para la central, lo que obligaría a un redimensionamiento del proyecto. En ese sentido, se solicitó al SUBCOMITÉ incluir información actualizada del estado del proyecto y en base a ello, revalúe la capacidad de potencia del proyecto por la restricción de uso de agua informada, así como el plazo de ingreso del mismo en base a la información proporcionada por el desarrollador del proyecto.

En la ABSOLUCIÓN, el SUBCOMITÉ informó que no obtuvo información por parte del desarrollador del proyecto, manteniendo su propuesta inicial en cuanto a la fecha e ingreso por etapas.

Con relación al proyecto, la DSE informó que se encuentra en la fase de actualización del estudio definitivo y del expediente técnico, para luego proceder con la actualización de la Declaración de Impacto Ambiental (DIA). Por lo tanto, ante la observación de la disponibilidad hídrica, no existe información suficiente para determinar su ingreso en el presente periodo de estudio. En ese sentido, se considera que el proyecto ingresaría fuera del periodo de estudio del presente proceso de fijación.

C.H. Moquegua 1 y C.H. Moquegua 3

Respecto los proyectos de la C.H. Moquegua 1 y la C.H. Moquegua 3, se observó al SUBCOMITÉ que incluía dichos proyectos a partir del mes de marzo 2027; sin embargo, según lo informado por la DSE, los citados proyectos se encuentran retrasados y aún no inician obras, por lo tanto, se solicitó reevaluar la fecha propuesta y sustentar de ser el caso, su inclusión en el programa de obras de generación en base a información actualizada proporcionada por el desarrollador del mismo.

En la ABSOLUCIÓN, el SUBCOMITÉ informó que no obtuvo información por parte del desarrollador del proyecto, y que debido a que para C.H. Moquegua 1 se solicitó POC para junio 2028 y que la C.H. Moquegua 3 tiene atraso en su inicio de obras, en su propuesta final considera que sus fechas POC estarían fuera del plan de obras.

Con relación ambos proyectos, y en base a lo informado por la DSE y el SUBCOMITÉ, para la presente fijación no se consideran dichos proyectos.

C.S. Sunny II

Respecto al proyecto de la C.S. Sunny II, se observó al SUBCOMITÉ que proponía su ingreso a partir del año 2026 en base a la información recabada en la ficha que adjuntaba; sin

embargo, en dicha ficha no se precisaba el inicio de la construcción y el periodo de la misma con lo cual se sustente la fecha estimada. Por lo tanto, se solicitó al SUBCOMITÉ reevaluar la fecha propuesta y sustentar la misma en base a información actualizada proporcionada por el desarrollador del proyecto.

En la ABSOLUCIÓN, el SUBCOMITÉ informó que el desarrollador del proyecto adjuntó una nueva ficha que considera fecha de inicio para junio 2025 y fecha POC para julio 2026; por lo que consideró dicho mes para el ingreso del proyecto.

Con relación al proyecto, recientemente en el mes de marzo se aprobó el EPO por parte del COES, siendo que el desarrollador del proyecto estima su ingreso el año 2026; sin embargo, se indica que no tiene EIA aprobado, ni estudio definitivo y depende del proyecto C.S. Sunny. En ese sentido, dada la dependencia del proyecto de la C.S. Sunny así como los estudios complementarios, se considera que dicho proyecto se encontrará fuera del periodo de estudio del presente proceso de fijación.

Finalmente, en el Cuadro D.1 se presenta el plan de obras de generación previstas para entrar en Operación Comercial dentro del horizonte de la presente fijación de Precio en Barra.

Cuadro D.1
Plan de Obras de Generación

Proyecto	Potencia (MW)	Fecha de Ingreso
C.H. Centauro I - III	9,90	Jun-2025
C.S. San Martín	252,40	Jun-2025
C.H. San Gabán III	209,30	Ago-2025
C.S. Sunny	204,00	Dic-2025
C.H. Anashironi	20,00	Ene-2026
C.S. Illa	396,00	Jul-2026
C.S. Wayra Solar	94,22	Ago-2026
C.S. Expansión Intipampa	51,70	Dic-2026
C.S. Characato	30,00	Mar-2027
C.E. Caravelí	218,30	Mar-2027
C.S. Solimana	250,00	Ago-2027
C.S. Hanaqpampa	300,10	Set-2027
C.E. Morrope	224,00	Oct-2027
C.E. Guarango	330,00	Nov-2027
C.S. Lupi	181,20	Dic-2027

D.2 Plan de Obras de Transmisión

Respecto al programa de obras de transmisión se observó al SUBCOMITÉ que su programa y el programa presentado por el SUBCOMITÉ, en algunos casos los proyectos presentados por el SUBCOMITÉ no concuerdan en su totalidad con los proyectos presentados por el Subcomité de Transmisores; asimismo, se debía compatibilizar ambas propuestas para estar acorde con las fechas de ingreso propuestas. En ese sentido, el SUBCOMITÉ debía revisar la información del programa de obras de transmisión y efectuar las coordinaciones necesarias a fin de que dicha información, concuerde con la presentada por el Subcomité de Transmisores.

Asimismo, se observó al SUBCOMITÉ, lo siguientes proyectos considerados en su propuesta:

- Repotenciación de la LT 220 kV Huanza - Carabayllo de 152 MVA a 250 MVA según la propuesta del SUBCOMITÉ, el proyecto ingresaría en enero 2025; sin embargo, no se adjunta un sustento al respecto.
- Conexiones en 220 kV a Subestación Pariñas, según la propuesta del SUBCOMITÉ, el proyecto ingresaría en enero 2025; sin embargo, no se adjunta un sustento al respecto.

- Enlace 220 kV Chilca REP-Independencia (Tercer Circuito) según la propuesta del SUBCOMITÉ, el proyecto ingresaría en febrero 2025; sin embargo, según lo informado por la DSE, existen demoras en liberación de predios y programación de cortes.
- Enlace 220 kV Cajamarca - Caclic - Moyobamba (Segundo circuito), dado los plazos del proyecto correspondía que el SUBCOMITÉ revalúe la fecha propuesta y sustente de ser el caso, su inclusión en el programa de obras de transmisión en base a información actualizada.
- Enlace 220 kV Montalvo - Moquegua (2do circuito), dado los plazos del proyecto correspondía que el SUBCOMITÉ revalúe la fecha propuesta y sustente de ser el caso, su inclusión en el programa de obras de transmisión en base a información actualizada.
- LT 220 kV Tingo Maria - Aguaytía (2da terna), según lo informado por la DSE, la Concesionaria comunicó al MINEM la existencia de una controversia, relacionada a la provisión y el aseguramiento del punto de conexión requerido para que el proyecto se integre al SEIN. Al respecto, el SUBCOMITÉ debía reevaluar la fecha propuesta y sustentar de ser el caso, su inclusión en el programa de obras de transmisión en base a información actualizada proporcionada por el desarrollador del mismo.
- Repotenciación a 1000 MVA de la LT 500 kV Carabayllo - Chimbote - Trujillo, en la información adjunta que presentaba el SUBCOMITÉ se indicaba que por parte de ISA no hay alcance relacionado a la intervención de dicho enlace.
- Por otro lado, el SUBCOMITÉ no había incluido entre otros, los proyectos de la S.E. Nueva Tumbes 220/60 kV, el Enlace 220 kV Ica - Poroma y el proyecto ITC SE Lambayeque Norte 220 kV seccionando la LT 220 kV Chiclayo Oeste - La Niña/Felam, cuyos cronogramas se encuentran dentro del horizonte de estudio.
- Respecto a lo observado, el SUBCOMITÉ en su análisis sobre las fechas probables de ingreso, debía considerar información actualizada sobre el estado de avance de los procesos de licitación de Proinversión de aquellos proyectos que dependen de estos procesos.

Considerando lo expuesto, correspondía que el SUBCOMITÉ revalúe las fechas propuestas o sustente las mismas, con información actualizada del estado del proyecto, y como se indicó en la observación general, correspondía también actualizar las fechas estimadas para el ingreso de los proyectos de transmisión, concordando dicha evaluación con la propuesta del Subcomité de Transmisores.

En la ABSOLUCIÓN, informó que consideró los proyectos y fechas que alcanzará el COES, en base a su información del Programa de Obras de Transmisión 2024-2027; respecto a los proyectos observados, el SUBCOMITÉ indicó que no obtuvo mayor información al respecto, por lo cual mantenía la información considerada.

En la actualización de su propuesta como parte de su ABSOLUCIÓN, indicó que respecto al Enlace 220 kV Ica - Poroma, en su propuesta está siendo modelada como Ica - Marcona 220 kV; esto es, debido a que, en el modelamiento en PERSEO 2.0, la S.E. Poroma es considerada como la S.E. Marcona. Al respecto, cabe mencionar que se debe modelar dicho proyecto considerando la barra de Poroma 220 kV, lo cual se ha realizado.

Por otra parte, respecto a las fechas de ingreso de los proyectos de transmisión considerados en la etapa de prepublicación, se ha recibido información actualizada de los siguientes proyectos:

Enlace 220 kV Chilca REP-Independencia (Tercer Circuito)

Respecto al proyecto de la Ampliación 21 correspondiente a la L.T. 220 kV Chilca - Independencia, se recibió el Acta de Puesta en Operación Comercial del informando su

ingreso a partir del 21.03.2025; asimismo, mediante Oficio N° 0619-2025-MINEM/DGE, el Ministerio de Energía y Minas comunica dicha fecha como Puesta en Operación Comercial, en base a esta nueva información se actualiza la fecha propuesta de ingreso para abril 2025, considerando los criterios establecidos para el ingreso al modelo PERSEO 2.0.

Enlace 500 kV La Niña - Piura

Mediante carta N° COES/D/DP-252-2025 del 24.03.2025 el COES autorizó la Conexión para las Pruebas de Puesta en Servicio hasta el 26.04.2025; en base a dicha información se actualiza la fecha propuesta de ingreso para mayo 2025 considerando los criterios establecidos para el ingreso al modelo PERSEO 2.0.

De lo expuesto y considerando la información de ambos subcomites, información actualizada alcanzada por la DSE e información actualizada del COES y Proinversión, el plan de obras de transmisión previstas para entrar en Operación Comercial dentro de los siguientes meses, y que se consideran dentro del periodo de simulación con el modelo PERSEO, se muestra en el Cuadro D.2.

Cuadro D.2
Plan de Obras de Transmisión

Fecha de Ingreso	Proyecto
Abr-25	Enlace 220 kV Chilca REP-Independencia (Tercer Circuito)
May-25	Enlace 500 kV La Niña - Piura
Jun-25	Enlace 220 kV Pariñas - Nueva Tumbes
Jun-25	S.E. Nueva Tumbes 220/60 kV - 75 MVA
Jul-25	Ampliación SE Poroma 500/220 kV (2do transformador)
Jul-25	Ampliación SE Montalvo 500/220 kV (2do transformador)
Ene-26	Conexiones en 220 kV a Subestación Pariñas
Abr-26	Enlace 220 kV Reque-Nueva Carhuaquero
Abr-26	SE Nueva Carhuaquero 220 kV
Oct-26	ITC SE Lambayeque Norte 220 kV seccionando LT 220 kV Chiclayo Oeste - La Niña/Felam
Nov-26	L.T. 220 kV Tingo María - Aguaytía (2da terna)
Ene-27	Repotenciación L.T. 220 kV Huanza - Carabayillo 250 MVA
Jul-27	Enlace 220 kV Ica - Poroma
Set-27	ITC Enlace 220 kV Cáclic - Jaén Norte
Oct-27	Enlace 500 kV San José - Yarabamba

Anexo E: Programa de Mantenimiento Mayor de las Centrales del SEIN

E.1 Sobre el Programa de Mantenimiento del año n-1

El SUBCOMITÉ propone que, para el año n-1, se utilice dentro del modelo PERSEO 2.0 el mantenimiento mayor ejecutado de las unidades de generación. Al respecto, se observó que se realice la depuración de las actividades excepcionales y se actualice a diciembre de 2024. En ese sentido, el SUBCOMITÉ realizó la depuración de las actividades originadas por fallas y las actividades que no son realizadas de forma periódica todos los años; asimismo, para el año 2024 actualizó las actividades ejecutadas para los meses de octubre, noviembre y diciembre.

E.2 Consideraciones del Programa de Mantenimiento 2025 – 2027

Mantenimiento: Año 2025

El SUBCOMITÉ propone que para el año 2025 se utilice dentro del modelo PERSEO 2.0 el Mantenimiento Mayor aprobado por el COES para el año 2025. Al respecto, se observó que debe considerar la versión final del Programa de Mantenimiento Mayor (PMA) de 2025, aprobado por el COES, previa depuración de las actividades excepcionales. En ese sentido, el SUBCOMITÉ reemplazó los mantenimientos considerados en la Propuesta por los mantenimientos aprobados en el Programa de Mantenimiento Mayor (PMA) de 2025 definitivo; asimismo, realizó la depuración de las actividades excepcionales.

Mantenimiento: Años 2026 – 2027

Para el caso de las centrales hidroeléctricas, la propuesta del SUBCOMITÉ considera la información de mantenimiento alcanzada por las empresas generadoras para los referidos años; mientras que, para el caso de las centrales termoeléctricas la propuesta indica que el programa de mantenimiento se realizó con la metodología de modelamiento de Mantenimiento Mayor de las centrales termoeléctricas, por lo cual la programación de mantenimientos de estas centrales se obtiene como resultado de las Horas Equivalentes de Operación (HEO) que está en función del tiempo de operación, la cantidad de arranques, entre otros. Para esto se considera los mantenimientos de acuerdo al Cuadro E.1.

Cuadro E.1

Actividad	Horas equivalente de Operación
Mantenimiento Mayor	48 000
Mantenimiento Menor	24 000

Al respecto, se considera que los criterios adoptados por el SUBCOMITÉ para determinar los mantenimientos a utilizarse en el modelo PERSEO 2.0 para los años 2026 y 2027 refleja el propósito de la LCE.

Anexo F: Análisis de Hidrología

El SUBCOMITÉ ha propuesto el uso de la serie completa de caudales medios mensuales históricos que corresponde al periodo 1965-2023 disponible, es decir, de una extensión de 59 años, considerando los estudios hidrológicos presentados por las empresas generadoras para el ESTUDIO.

De la revisión del contenido de los estudios hidrológicos presentados por las empresas generadoras del SUBCOMITÉ y que fueron elaborados conforme al Procedimiento Técnico del COES N° 41 "Información Hidrológica para la Operación del SEIN", así como la información hidrometeorológica, bases y premisas y la metodología de naturalización de caudales medios mensuales utilizada en las cuencas hidrográficas del SINAC, se concluye que los valores de caudales naturalizados están dentro del orden esperado.

Los resultados de estos caudales revisados se incluyen dentro del archivo sinac.hid.

Anexo G: Capacidad de las Instalaciones de Transmisión

G.1 Informe de Sustento de Capacidad de Líneas

El SUBCOMITÉ en su Propuesta Inicial manifestó haber considerado a partir del año 2024, las capacidades de las instalaciones de transmisión utilizadas en la fijación de los precios en barra (periodo mayo 2024 – abril 2025).

En la ABSOLUCIÓN, el SUBCOMITÉ señala que ha utilizado las capacidades de las instalaciones de transmisión utilizadas en la fijación de los precios en barra (periodo mayo 2024 – abril 2025).

Al respecto, se ha revisado la información, alcanzada por el SUBCOMITÉ, con la finalidad de mantener actualizadas las características técnicas reales de las instalaciones de transmisión.

G.2 Actualización de parámetros y capacidades

Parámetros de las Líneas

Con relación a los parámetros aprobados en el proceso de fijación tarifaria del periodo mayo 2024 – abril 2025 (Fijación 2024), corresponde actualizar los parámetros de algunos elementos de transmisión, conforme se detalla en los siguientes cuadros:

Cuadro G.1. Actualización de Longitudes (km)

N°	LÍNEA DE TRANSMISIÓN	Fijación 2024	Propuesto 2025
1	Amarilis 138kV - Piedra Blanca 138kV	54	56,06
2	Amarilis 138kV - Huanuco 138kV	6	6,15
3	Paragsha 138kV - Amarilis 138kV	86,21	92,68

Cuadro G.2. Actualización de Parámetros R-X

N°	LÍNEA DE TRANSMISIÓN	Fijación 2024		Propuesto 2025	
		r/km	x/km	r/km	x/km
1	Chilca 500kV - Poroma 500kV	0,0204	0,1211	0,0257	0,1266
2	San Jose 500kV - Montalvo 500kV	0,0212	0,1158	0,0262	0,127
3	Amarilis 138kV - Huanuco 138kV	0,1656	0,5034	0,1646	0,4782

Referencia: Base de Datos de Digsilent correspondiente a los Estudios de Pre Operatividad 2025-2034 elaborado por el COES, que se encuentra publicada en la página web: www.coes.org.pe.

Capacidades de las Líneas

Asimismo, con relación a las capacidades revisadas en el proceso de fijación anterior, corresponde actualizar las capacidades de los siguientes elementos de transmisión.

Cuadro G.3. Actualización de Capacidades (MW)

N°	LÍNEA DE TRANSMISIÓN	Fijación 2024	Propuesto 2025
1	Ilo3 138kV - C. Ilo 138kV	58,7901	73,5
2	Toquepala Etesur 138kV - Toquepala 138kV	68,6	80,0
3	Amarilis 138kV - Piedra Blanca 138kV	44,1	44,04

Referencia: Base de Datos de Digsilent correspondiente a los Estudios de Pre Operatividad 2025-2034 elaborado por el COES, que se encuentra publicada en la página web: www.coes.org.pe.

Anexo H: Valor Nuevo de Reemplazo y Costo de Operación y Mantenimiento de Egemsa

En este anexo se describe el análisis para la determinación del Valor Nuevo de Reemplazo y Costo de Operación y Mantenimiento (COyM) de la instalación de Egemsa que forman parte del SPT. Dicha instalación lo conforma una celda en 138 kV, ubicada en la S.E. Dolorespata, la cual es conexas a la línea de transmisión en 138kV Dolorespata - Quencoro.

Cabe indicar que, en la presente fijación tarifaria corresponde la actualización del VNR, dado que la última actualización se realizó hace 4 años, en la fijación de Precios en Barra del periodo mayo 2021 – abril 2022.

H.1 Propuesta Inicial

En la propuesta inicial, el SUBCOMITÉ presentó la actualización del VNR y COyM correspondiente a las instalaciones de Egemsa que forman parte del SPT.

El Cuadro H.1 resume la propuesta inicial del VNR y COyM para las instalaciones de transmisión de Egemsa.

Cuadro H.1
Propuesta Inicial de COyM del SPT de Egemsa

DESCRIPCION	TOTAL (USD)
VNR	523 524
COyM	43 300

H.2 Observaciones a la Propuesta Inicial

De acuerdo con lo previsto en el cronograma del presente procedimiento regulatorio, con fecha 03 de enero de 2025, Osinergmin, a través del Informe N° 2168-2024-GRT, comunicó por escrito sus observaciones al ESTUDIO presentado por el SUBCOMITÉ. En este informe se incluyeron las observaciones al COyM propuesto para las instalaciones de Egemsa, las cuales se resumen a continuación:

- 1.1 El SUBCOMITÉ debe sustentar por qué en la hoja COyM EGEMSA 2025.xls, pestañas índices, ingresos del sistema transmisión, celda B7, se está considerando ingresos recaudados por transmisión más allá de los correspondientes a sus elementos de transmisión. Esto considerando que según lo que se entiende de su estado de resultados, su ingreso solo ascendería a 11 089 soles.
- 1.2 El SUBCOMITÉ debe corregir o sustentar la modificación en referencia a la pestaña M-502, para el total de Gerencia de Operaciones, Unidad de Seguridad Integral, Centro de Control, Unidad Comercial se hace uso de un porcentaje de 25,82% para el Total de Transmisión referente a los costos de inversión; sin embargo, esto difiere de lo aplicado en lo fijado para el Fijación de Precios en Barra mayo 2024 – abril 2015, donde se hace referencia a valores obtenido del estado de resultados.

H.3 Absolución de Observaciones

El SUBCOMITÉ presentó en la absolución de observaciones, nuevo valor de COyM para las instalaciones de transmisión de Egemsa que forman parte del SPT. A continuación, se resume la absolución a las observaciones remitidas por Osinergmin.

- 1.1 La empresa señala que, se ha corregido los ingresos por Transmisión.
- 1.2 La empresa señala que, esa forma de cálculo fue la propuesta por Osinergmin hasta la FITA 2023, cálculo que coincide con el criterio de reparto de la operación de Subestación indicados en la celda “G12” u Operación del Centro de Control indicado en la celda “E16” de la pestaña “M-405” del archivo publicado “COyM EGEMSA 2024 .xlsx”. Cabe resaltar que Osinergmin recién en la FITA 2024 sin sustento alguno modificó la forma de calcular el porcentaje observado.

Cuadro H.2
Propuesta de COyM del SPT de Egemsa

Descripción	Total (USD)
VNR	523 524
COyM	47 661

H.4 Análisis y Propuesta de Osinergmin

Del análisis de la información y resultados presentados por el SUBCOMITÉ para la determinación del VNR y COyM de la instalación de EGEMSA que pertenecen al SPT, se describe a continuación los aspectos relevantes considerados por el regulador en la modificación del VNR y COyM presentado en el ESTUDIO.

H.4.1. Determinación del VNR

Sobre la base de la información presentada por el SUBCOMITÉ como sustento de la determinación del VNR de EGEMSA, se modificaron los cálculos teniendo presente lo siguiente:

- Se ha actualizado el VNR de las instalaciones que conforman el SPT utilizando la versión vigente de la Base de Datos de Módulos Estándares de Inversión para Sistemas de Transmisión, aprobada recientemente con la Resolución N° 012-2025-OS/CD. Para el efecto se ha tenido que actualizar la totalidad de las instalaciones, a fin de que el prorrateo de los costos comunes entre los diferentes componentes que conforman el SPT y SST esté referido a la misma fecha de actualización.

En base a lo señalado anteriormente se ha determinado el VNR correspondiente a las instalaciones de EGEMSA, el cual asciende a USD 504 530.

H.4.2. Determinación del COyM

Para la determinación del COyM, se ha tenido en cuenta la información proporcionada por el SUBCOMITÉ y los análisis realizados por Osinergmin. Asimismo, se ha considerado las siguientes premisas:

- Se ha clasificado a EGEMSA como una empresa del tipo mediana.
- Se ha utilizado el Tipo de Cambio de 3,677 S//USD correspondiente al 31 de marzo de 2025.
- Para fines de actualización de los porcentajes de participación del SPT, Osinergmin ha utilizado la versión vigente de la Base de Datos de Módulos Estándares de Inversión para Sistemas de Transmisión, aprobada recientemente con la Resolución N° 012-2025-OS/CD.

Los costos de operación y mantenimiento están compuestos por los siguientes rubros: Operación, Mantenimiento, Gestión (Personal y No Personal) y Seguridad.

Costos de operación

Los costos de operación comprenden los costos de todos los procesos necesarios para operar las instalaciones eléctricas, así como el mantenimiento de los equipos dedicados a esta actividad empresarial; para ello se considera los recursos de personal, materiales, transporte y servicios.

Los costos unitarios de diversos recursos (materiales, maquinaria y equipos), corresponde a costos de mercado tomados de la revista COSTOS, que son los mismos publicados en la revista CAPECO.

En el análisis de costos unitarios para determinar el costo de operación de centros de control, solo se considera la mano de obra del operador y el auxiliar técnico, dado que el jefe de departamento de operaciones y el Ingeniero Supervisor se considera en el área de transmisión del rubro de Gestión.

Para el caso de operación de subestaciones, el porcentaje de dedicación al SPT, se ha determinado en función a la valorización de los elementos que conforman la subestación y que son de propiedad de EGEMSA y sobre ello, aquellos que pertenecen al SPT.

Costos de mantenimiento

Los costos de mantenimiento se determinaron en base a módulos unitarios (kilómetro de línea, celda y transformador) que consideran actividades estándares.

La valorización de cada módulo se determinó por el método de Costeo Basado en Actividades; en ese sentido se considera las frecuencias, rendimientos y alcances, para cada una de las actividades, las mismas que fueron utilizadas en regulaciones anteriores.

Para el caso del mantenimiento de telecomunicaciones y centro de control, se ha utilizado el porcentaje de participación del SPT, en base al VNR del SPT correspondiente a EGEMSA.

Costos de gestión

Para el cálculo de los costos de gestión, se ha incluido los costos del personal de las áreas administrativas y jefatura de las áreas operativas; costos de gestión no personales en la administración del negocio de transmisión de energía eléctrica incluyendo seguros. Además, los costos de seguridad necesarios para la vigilancia de las instalaciones que lo requieran.

En relación a los tiempos de dedicación por actividad principal (%), para el rubro "Transmisión", estos son determinados en función a los ingresos totales por generación y transmisión declarados por las empresas en sus estados financieros.

Los costos de gestión personal se han determinado a partir de la información del estudio de mercado laboral, efectuado por la empresa consultora PriceWaterHouseCooper; asimismo, se han empleado las remuneraciones correspondientes a la media del Cuadro General de Remuneraciones y el cuartil superior del Sector Electricidad según los resultados de la Encuesta publicada por PriceWaterHouseCoopers, del 31 de marzo de 2025.

Respecto al costo de seguros, se ha considerado el porcentaje de prima empleado en la fijación anterior y que corresponde al promedio que sufragan las empresas

dedicadas de manera exclusiva al negocio de la transmisión, el cual asciende a 2,46 % (por mil).

Los costos relacionados con el Impuesto a las Transacciones Financieras (ITF), se han determinado en base a un número óptimo de vueltas que el dinero dé y se emplea la tasa promedio vigente de 0,005% que rige a partir del 01 de abril de 2011, según lo dispuesto en la Ley N° 29667 "Ley que modifica los artículos 10, 13 y 17 del Texto Único Ordenado de la Ley para la Lucha contra la Evasión y para la Formalización de la Economía".

Costos de seguridad

La valorización de la seguridad se basa en puestos de vigilancia de 24 horas, se considera 2, 1 o ningún puesto de vigilancia dependiendo de la importancia y ubicación estratégica de las subestaciones. Los costos de seguridad en las subestaciones donde existe más de un titular se han prorrateado en función al costo de inversión.

Como resultado, el COyM de las instalaciones de EGEMSA que pertenecen al SPT asciende a USD 28 924, según el detalle que se muestra en el Cuadro H.3.

Cuadro H.3
COyM del SPT de Egemsa (en USD) – Análisis de Osinergmin

Operación	14 584
Operación CC	290
Operación de Subestaciones	14 294
Mantenimiento	6 037
Líneas de Transmisión	0
Subestaciones	5 524
Mantenimiento CC y TEL	512
Gestión	6 221
Personal	3 488
No Personales	2 734
Costos No Personales sin Seguros	1 355
SEGUROS	1 379
Seguridad	2 082
Costos Iniciales	
Sub Total COyM	28 924

Anexo I: Valor Nuevo de Reemplazo y Costo de Operación y Mantenimiento del REP

En este Anexo se describe el análisis efectuado por Osinergrmin para la determinación del Costo de Operación y Mantenimiento (COyM) de las instalaciones de REP que forman parte del SPT.

Cabe indicar que, en la presente fijación tarifaria corresponde la actualización del VNR, dado que la última actualización se realizó hace 4 años, en la fijación de Precios en Barra del periodo mayo 2021 – abril 2022.

I.1 Propuesta Inicial

En la propuesta inicial, el SUBCOMITÉ presentó la actualización del VNR y COyM correspondiente a las instalaciones de REP que forman parte del SPT.

El Cuadro I.1 resumen los valores de la propuesta inicial del VNR y COyM para las instalaciones de transmisión de REP.

Cuadro I.1

Propuesta Inicial de COyM del SPT de REP

Descripción	Total (USD)
VNR	171 865 657
COyM	5 142 885

I.2 Observaciones a la Propuesta Inicial

De acuerdo con lo previsto en el cronograma del presente procedimiento regulatorio, con fecha 03 de enero de 2025, Osinergrmin, a través del Informe N° 2168-2024-GRT, comunicó por escrito sus observaciones al ESTUDIO presentado por el SUBCOMITÉ. En este informe se incluyeron las observaciones al COyM propuesto para las instalaciones de REP, las cuales se resumen a continuación:

Archivos Recurso Mantenimiento

- 1.1 El SUBCOMITÉ debe sustentar el motivo de la modificación, en el archivo Recurso mantenimiento.xls , en la pestaña M.Obra y Viáticos, los sueldos de los Técnicos de Mantenimiento de LLTT, Técnicos de Mantenimiento de Alumbrado Público y Técnicos de Mantenimiento SSEE mediante un cálculo administrativo que utiliza el archivo Costo Recurso Personal.xls; dado que este cálculo consiste en adicionar a los datos de este último archivo otros gastos como asignaciones, seguros, entre otros; considerando que esos gastos adicionales ya están incluidos en el archivo Costo Recurso Personal.xls.

I.3 Absolución de Observaciones

El SUBCOMITÉ presentó en la absolución de observaciones, nuevo valor de COyM para las instalaciones de transmisión de REP que forman parte del SPT. A continuación, se resume la absolución a las observaciones remitidas por Osinergrmin.

- 1.1 La empresa señala que, no es correcto lo indicado por Osinergrmin, considerando que la pestaña "M-501" del archivo "COyM REP 2024.xlsx" utiliza la información del archivo "Costo

Recurso Personal.xlsx” para llenar la información de los haberes mensuales y a estos se les adiciona los beneficios sociales, cts, seguros, etc. Esto se puede apreciar comparando la imagen “M501” e imagen “PROMEDIO ESTUD”se corrigió el error respecto a los vínculos de la hoja Recursos Mantenimiento.

Imagen M-501

OSINERGMIN										M-501				
COSTOS DE GESTIÓN PERSONAL														
EMPRESA: RED DE ENERGIA DEL PERU (EMPRESA DE TRANSMISION DE ALTA COMPLEJIDAD)										TIPO DE CAMBIO (S/ POR U)	3.721			
AÑO: 2024										FECHA DE REFERENCIA:	27/03/2024			
I) DETALLE DE GASTOS DE REMUNERACIÓN AL PERSONAL														
CODREC	CARGO	HABER MENSUAL	BENEFIC. SOCIALES	CTS	TOTAL MENSUAL	SEGUROS	GRATIFIC.	TOTAL ANUAL US\$						
ÁREA : DIRECTORIO									145,122					
ÁREA : CONTRALORIA														
22	Contralor	11,367	1,023	1,108	13,499	134	2,250	190,588						
13	Especialista en Control Interno	1,003	90	98	1,191	69	199	35,010						
ÁREA : GERENCIA GENERAL														
26	Gerente General	21,881	1,969	2,133	25,983	229	4,331	368,518						
65	Secretaria GG	2,135	192	208	2,536	76	423	36,409						
16	Auxiliar administrativo	968	87	94	1,149	69	192	16,912						
ÁREA : AREA LEGAL														
10	Asesor Legal	8,554	770	834	10,158	116	1,893	143,613						
1	Abogado	2,773	250	270	3,293	80	549	94,113						
ÁREA : ADMINISTRACIÓN Y FINANZAS														
22	Gerente de Administración y Fin	11,367	1,023	1,108	13,499	163	2,250	190,938						
64	Secretaria de Gerencia	2,135	192	208	2,536	76	423	36,409						
UNIDAD DE ESTRATEGIA Y CALIDAD														
37	Jefe de Oficina de Estrategia y Cal	3,497	315	341	4,153	85	692	59,152						
2	Coordinador de Estrategia y Cal	1,331	120	130	1,581	71	263	22,978						
6	Especialidad en Normas de Cali	1,621	146	158	1,925	73	321	27,828						
EMPRESA LT EMPRESA SSEE M-202-01 M-203 M-303 M-401 M-402 M-404-CC AUX-405 M-405 M-406 M-501 M-502														

Imagen PROMEDIO ESTUD

CUADRO DE PROMEDIO DE REMUNERACIONES BÁSICAS DE ESTUDIOS DE MERCADO										
Tipo de Cambio:					3.721	INDICE:				
Fecha de Referencia:					27/03/2024					
N°	PUESTOS GENERICOS	PROMEDIOS TOTAL								
		TIPO DE EMPRESA								
		CHICA	MEDIANA	INTER-MEDIA						
1	ABOGADO	2.234	2.791	2.773						
2	ADMINISTRADOR	906	1.096	1.331						
3	ALMACENERO	1.254	1.656	1.838						
4	ANALISTA COMERCIAL	2.447	2.853	3.053						
5	ANALISTA DE ADMINISTRACIÓN Y FINANZAS	1.077	1.817	1.960						
6	ANALISTA DE PLANIFICACIÓN	932	1.546	1.621						
7	ANALISTA DE SISTEMAS	1.132	2.036	2.154						
8	ANALISTA DE TARIFAS	721	1.570	1.411						
9	ANALISTA FINANCIERO	1.077	1.817	1.960						
10	ASESOR LEGAL	3.827	7.525	8.554						
11	ASESOR TÉCNICO	932	1.546	1.621						
12	ASISTENTE COMERCIAL	1.789	2.347	2.382						
PROMEDIO ESTUD, Dólar 2024										

En el Cuadro I.2, se resume los valores de la propuesta final del VNR y COyM para las instalaciones de transmisión de REP, contenidos en la absolución de observaciones a la propuesta inicial.

Cuadro I.2
Propuesta Final de VNR y COyM del SPT de REP

Descripción	Total (USD)
VNR	171 865 657
COyM	5 104 828

I.4 Análisis y Propuesta de Osinergmin

Del análisis de la información y resultados presentados por el SUBCOMITÉ para la determinación del VNR y COyM de las instalaciones de REP que pertenecen al SPT, se describe a continuación los aspectos relevantes considerados por el regulador en la modificación del VNR y COyM presentado en el ESTUDIO.

I.4.1. Determinación del VNR

Sobre la base de la información presentada por el SUBCOMITÉ como sustento de la determinación del VNR de REP, se modificaron los cálculos teniendo presente lo siguiente:

De acuerdo con lo establecido en el Artículo 77° de la Ley de Concesiones Eléctricas, sólo se actualizó la parte del VNR que fue revisada en el año 2021, dado que la parte del VNR revisada en el año 2022 será actualizada en mayo de 2026. En el Cuadro N° I.3 se indica las instalaciones para las cuales no corresponde la actualización de su VNR.

Al respecto, se ha actualizado el VNR de las instalaciones que conforman el SPT del SEIN, utilizando la versión vigente de la Base de Datos de Módulos Estándares de Inversión para Sistemas de Transmisión, aprobada con la Resolución N° 012-2025-OS/CD. Para el efecto se ha tenido que actualizar la totalidad de las instalaciones, a fin de que el prorrateo de los costos comunes entre los diferentes componentes que conforman el SPT y SST esté referido a la misma fecha de actualización.

Cuadro I.3

VNR del SPT de REP (en USD) – Análisis de Osinerghmin

CÓDIGO INSTALACIÓN	DE SUBESTACIÓN	A SUBESTACIÓN	TITULAR	VNR (USD)
L-2280 (*)	Zorritos	Zarumilla	6 173 836	6 173 836
L-2248	Talara	Piura Oeste	13 937 474	13 937 474
SE Talara	Reactor 20 MVAR		REP	1 893 827
SE Piura Oeste	Reactor 20 MVAR		REP	1 598 117
L-2236	Chiclayo Oeste	Guadalupe	11 500 610	11 500 610
SE Chiclayo Oeste	SVC +/- 30 MVA		REP	3 324 227
L-2234	Guadalupe	Trujillo Norte	13 820 737	13 820 737
SE Guadalupe	Transformador 220/60/10kV; 60MVA		REP	4 978 791
SE Guadalupe	Reactor 20 MVAR		REP	1 637 561
SE Trujillo Norte	SVC +30/-20 MVAR		REP	3 359 475
L-2215	Chimbote I	Paramonga Nueva	27 887 989	27 887 989
SE Chimbote	Bancos 20 + 15 MVAR		REP	506 472
L-2213	Paramonga Nueva	Huacho	8 124 355	8 124 355
L-2253	Parte de Celda en Paramonga Nueva		REP	301 339

CÓDIGO INSTALACIÓN	DE SUBESTACIÓN	A SUBESTACIÓN	TITULAR	VNR (USD)
SE Paramonga Nueva	Reactor 40 MVAR		REP	1 924 750
L-2212	Huacho	Zapallal	16 973 675	16 973 675
L-2003/2004	Chavarria	Santa Rosa	4 800 489	4 800 489
SE San Juan	Bancos 30 + 15 MVAR		REP	3 722 359
L-1120 (*)	Paragsha II	Huánuco	8 574 929	8 574 929
SE Huánuco	Banco 2.2 MVAR		REP	273 765
L-1121	Huánuco	Tingo María	9 457 657	9 457 657
SE Tingo María	Banco 2.2 MVAR		REP	392 428
L-1029	Cerro Verde	Repartición	4 192 500	4 192 500
L-1030	Repartición	Mollendo	6 165 132	6 165 132
L-1006	Tintaya	Azángaro	12 229 399	12 229 399
SE Tintaya	SVC +/- 15 MVA		REP	1 069 875
L-1004	Dolorespata	Quencoro	1 447 064	1 447 064
L-2224 (*)	Celda en SE Pachachaca		REP	952 396
C.Control Principal (*)	Lima (SE San Juan)		REP	654 475
C.Control Respaldo (*)	Lima (SE Planicie)		REP	68 221
REP			Total	171,943,925

(*) El VNR de estos elementos será actualizado en la fijación de Precios en Barra del año 2026

I.4.2. Determinación del COyM

Para la determinación de los costos de operación y mantenimiento, se ha tenido en cuenta la información proporcionada por el SUBCOMITÉ y los análisis realizados por Osinergrmin sobre el particular; para ello se han considerado las siguientes premisas:

- Se ha clasificado a REP como una empresa del tipo GRANDE.
- Se ha utilizado el Tipo de Cambio de 3,677 S//USD al 31 de marzo de 2025.
- Para fines de actualización de los porcentajes de participación del SPT, Osinergrmin ha utilizado la versión vigente de la Base de Datos de Módulos Estándares de Inversión para Sistemas de Transmisión, aprobada recientemente con la Resolución N° 012-2025-OS/CD.

Los costos de operación y mantenimiento están compuestos por los siguientes rubros principales: Mantenimiento, Operación, Gestión (Personal y No Personal) y Seguridad.

Costos de mantenimiento

Los costos de mantenimiento se determinaron en base a módulos unitarios (kilómetro de línea, celda y transformador) que consideran actividades estándares.

La valorización de cada módulo se determinó por el método de Costeo Basado en Actividades; en ese sentido se considera las frecuencias, rendimientos y alcances, para cada una de las actividades, las mismas que fueron utilizadas en regulaciones anteriores.

Costos de operación

Los costos de operación comprenden los costos de todos los procesos necesarios para operar las instalaciones eléctricas, así como el mantenimiento de los equipos dedicados a esta actividad empresarial; para ello se considera los recursos de personal, materiales, transporte y servicios.

Los costos unitarios de diversos recursos (materiales, maquinaria y equipos), corresponde a costos de mercado tomados de la revista COSTOS, que son los mismos publicados en la revista CAPECO.

En el análisis de costos unitarios para determinar el costo de operación de centros de control, solo se considera la mano de obra del operador y el auxiliar técnico, dado que el jefe de departamento de operaciones y el Ingeniero Supervisor se considera en el área de transmisión del rubro de Gestión.

Costos de gestión

Además de considerar los mismos criterios utilizado en las fijaciones de los años anteriores, resulta necesario señalar que para la remuneración del personal se ha empleado la media del Cuadro General de Remuneraciones y el cuartil superior del Sector Electricidad según los resultados de la encuesta publicada por PriceWaterhouseCoopers, al 31 de marzo 2025.

Los costos totales de gestión se han prorrateado a la transmisión teniendo en cuenta que REP, además de administrar sus propias instalaciones presta servicios a otras empresas. Dicho prorrateo se ha realizado en función de los ingresos que cada negocio renta a la empresa, según los valores que figuran en los respectivos Anuarios. Al respecto, al no contarse con la información de Estados Financieros actualizados, de forma preliminar se ha empleado la información de la fijación anterior.

Por otro lado, con respecto a los costos de gestión no personal se determinaron a partir de la propuesta presentada por REP, con los mismos criterios considerados en las fijaciones de los años anteriores.

Cabe señalar que, los costos de gestión incluyen los costos de seguros; cuyos porcentajes de prima se han actualizado con información reciente, que corresponde al promedio que sufragan las empresas dedicadas de manera exclusiva al negocio de la transmisión.

Con respecto a los costos relacionados con el Impuesto a las Transacciones Financieras (ITF), se ha determinado considerando los mismos criterios de las fijaciones de los años anteriores.

Costos de seguridad

- Al igual que en los demás rubros, para determinar el costo de seguridad, se ha tomado en cuenta los mismos criterios utilizados en las fijaciones anteriores.

Como resultado, el COyM de las instalaciones de REP que pertenecen al SPT asciende a USD 4 533 817, según el detalle que se muestra en el Cuadro I.4.

Cuadro I.4

COyM del SPT de REP (en USD) – Análisis de Osinergmin

OPERACIÓN	499 003
Operación CC	35 725
Operación de Subestaciones	463 278
MANTENIMIENTO	1 581 594
Líneas de Transmisión	1 147 660
Subestaciones	385 203
Mantenimiento CC Y TEL	48 731
GESTIÓN	2 289 836
Personal	1 064 997
No Personales	1 224 839
Costos No Personales sin Seguros	751 442
SEGUROS	473 397
SEGURIDAD	163 817
COSTOS INICIALES	
Sub Total COyM	4 533 817

Anexo J: Valor Nuevo de Reemplazo y Costo de Operación y Mantenimiento de ISA

En este Anexo se describe el análisis efectuado por Osinerghmin para la determinación del Costo de Operación y Mantenimiento (COyM) de las instalaciones ISA que forman parte del SPT. Dichas instalaciones están conformadas por la línea de transmisión 220 kV, Vizcarra – Paramonga Nueva, y parte de las celdas conexas a dicha línea.

Cabe indicar que, en la presente fijación tarifaria corresponde la actualización del VNR, dado que la última actualización se realizó hace 4 años, en la fijación de Precios en Barra del periodo mayo 2021 – abril 2022.

J.1 Propuesta Inicial

En la propuesta inicial, el SUBCOMITÉ presentó la actualización del VNR y COyM correspondiente a las instalaciones de ISA que forman parte del SPT.

El Cuadro I.1 resumen los valores de la propuesta inicial del VNR y COyM para las instalaciones de transmisión de ISA.

Cuadro J.1. Propuesta Inicial de COyM del SPT de ISA

DESCRIPCION	TOTAL (USD)
VNR	28 248 085
COyM	754 255

J.2 Observaciones a la Propuesta Inicial

De acuerdo con lo previsto en el cronograma del presente procedimiento regulatorio, con fecha 03 de enero de 2025, Osinerghmin, a través del Informe N° 2168-2024-GRT, comunicó por escrito sus observaciones al ESTUDIO presentado por el SUBCOMITÉ. Sin embargo, en este informe no se incluyeron observaciones para la propuesta de ISA.

J.3 Absolución de Observaciones

En el Cuadro I.2, se resume los valores de la propuesta final del VNR y COyM para las instalaciones de transmisión de ISA, los cuales son los mismos valores de la propuesta inicial.

Cuadro I.2. Propuesta Final de VNR y COyM del SPT de ISA

Descripción	Total (USD)
VNR	28 248 085
COyM	752 970

J.4 Análisis y Propuesta de Osinerghmin

Del análisis de la información y resultados presentados por el SUBCOMITÉ para la determinación del VNR y COyM de las instalaciones de ISA que pertenecen al SPT, se describe a continuación los aspectos relevantes considerados por el regulador en la modificación del VNR y COyM presentado en el ESTUDIO.

J.4.1. Determinación del VNR

Sobre la base de la información presentada por el SUBCOMITÉ como sustento de la determinación del VNR de ISA, se modificaron los cálculos teniendo presente lo siguiente:

- Se ha actualizado el VNR de las instalaciones que conforman el SPT utilizando la versión vigente de la Base de Datos de Módulos Estándares de Inversión para Sistemas de Transmisión, aprobada recientemente con la Resolución N° 012-2025-OS/CD. Para el efecto se ha tenido que actualizar la totalidad de las instalaciones, a fin de que el prorrateo de los costos comunes entre los diferentes componentes que conforman el SPT y SST esté referido a la misma fecha de actualización.
- Para la valorización de la LT 220 kV Vizcarra – Paramonga Nueva, se ha mantenido la longitud y los códigos modulares aprobados en la Fijación Tarifaria anterior.

En base a lo señalado anteriormente se ha determinado el VNR correspondiente a las instalaciones de ISA, el cual asciende a USD 27 667 889.

J.4.2. Determinación del COyM

Para la determinación del COyM, se ha tenido en cuenta la información proporcionada por el SUBCOMITÉ y los análisis realizados por Osinergmin sobre el particular. Asimismo, se ha considerado las siguientes premisas:

- Se ha utilizado el Tipo de Cambio de 3,677 S//USD correspondiente al 31 de marzo de 2025.
- Para fines de actualización de los porcentajes de participación del SPT, Osinergmin ha utilizado la versión vigente de la Base de Datos de Módulos Estándares de Inversión para Sistemas de Transmisión, aprobada recientemente con la Resolución N° 012-2025-OS/CD.

Los costos de operación y mantenimiento están compuestos por los siguientes rubros principales: Mantenimiento, Operación, Gestión (Personal y No Personal) y Seguridad.

Costos de mantenimiento

Los costos de mantenimiento se determinaron en base a módulos unitarios (kilómetro de línea, celda y transformador) que consideran actividades estándares.

La valorización de cada módulo se determinó por el método de Costeo Basado en Actividades; en ese sentido se considera las frecuencias, rendimientos y alcances, para cada una de las actividades, las mismas que fueron utilizadas en regulaciones anteriores.

Costos de operación

Los costos de operación comprenden los costos de todos los procesos necesarios para operar las instalaciones eléctricas, así como el mantenimiento de los equipos dedicados a esta actividad empresarial; para ello se considera los recursos de personal, materiales, transporte y servicios.

Los costos unitarios de diversos recursos (materiales, maquinaria y equipos), corresponde a costos de mercado tomados de la revista COSTOS, que son los mismos publicados en la revista CAPECO.

En el análisis de costos unitarios para determinar el costo de operación de centros de control, solo se considera la mano de obra del operador y el auxiliar técnico, dado que

el jefe de departamento de operaciones y el Ingeniero Supervisor se considera en el área de transmisión del rubro de Gestión.

Costos de gestión

Además de considerar los mismos criterios utilizado en las fijaciones de los años anteriores, resulta necesario señalar que para la remuneración del personal se ha empleado la media del Cuadro General de Remuneraciones y el cuartil superior del Sector Electricidad según los resultados de la encuesta publicada por PriceWaterhouseCoopers, al 31 de marzo 2025.

Los costos totales de gestión se han prorrateado a la transmisión teniendo en cuenta que REP, además de administrar sus propias instalaciones presta servicios a otras empresas. Dicho prorrateo se ha realizado en función de los ingresos que cada negocio renta a la empresa, según los valores que figuran en los respectivos Anuarios. Al respecto, al no contarse con la información de Estados Financieros actualizados, de forma preliminar se ha empleado la información de la fijación anterior.

Por otro lado, con respecto a los costos de gestión no personal se determinaron a partir de la propuesta presentada por REP, con los mismos criterios considerados en las fijaciones de los años anteriores.

Cabe señalar que, los costos de gestión incluyen los costos de seguros; cuyos porcentajes de prima se han actualizado con información reciente, que corresponde al promedio que sufragan las empresas dedicadas de manera exclusiva al negocio de la transmisión.

Con respecto a los costos relacionados con el Impuesto a las Transacciones Financieras (ITF), se ha determinado considerando los mismos criterios de las fijaciones de los años anteriores.

Costos de seguridad

- Al igual que en los demás rubros, para determinar el costo de seguridad, se ha tomado en cuenta los mismos criterios utilizados en las fijaciones anteriores.

Como resultado, el COyM de las instalaciones de ETESELVA que pertenecen al SPT asciende a USD 713 290, según el detalle que se muestra en el Cuadro J.4.

Cuadro J.4. COyM del SPT DE ISA (en USD) – Análisis de Osinergmin

OPERACIÓN	69 126
Operación CC	30 800
Operación de Subestaciones	38 326
MANTENIMIENTO	164 318
Líneas de Transmisión	110 471
Subestaciones	43 376
Mantenimiento CC y TEL	10 471
GESTIÓN	454 418
Personal	269 839
No Personales	184 579
Costos No Personales sin Seguros	108 415
SEGUROS	76,164
SEGURIDAD	25 428
Sub Total COyM	713 290

Anexo K: Valor Nuevo de Reemplazo y Costo de Operación y Mantenimiento de ANTAMINA

En este Anexo se describe el análisis efectuado por Osinergmin para la determinación del Costo de Operación y Mantenimiento (COyM) de las instalaciones de ANTAMINA que forman parte del SPT. Dichas instalaciones están conformadas por parte de las instalaciones de la celda 220 kV, ubicada en la SE Vizcarra, la cual es conexas a la línea de transmisión en 220kV Vizcarra – Paramonga Nueva.

Cabe indicar que, en la presente fijación tarifaria corresponde la actualización del VNR, dado que la última actualización se realizó hace 4 años, en la fijación de Precios en Barra del periodo mayo 2021 – abril 2022.

K.1 Propuesta Inicial

En la propuesta inicial, el SUBCOMITÉ presentó la actualización del VNR y COyM correspondiente a las instalaciones de ANTAMINA que forman parte del SPT.

El Cuadro K.1 resume los valores de la propuesta inicial COyM para las instalaciones de transmisión ANTAMINA.

Cuadro K.1
Propuesta Inicial de COyM del SPT de ANTAMINA

Descripción	Total (USD)
VNR	806 817
COyM	22 021

K.2 Observaciones a Propuesta Inicial

De acuerdo con lo previsto en el cronograma del presente procedimiento regulatorio, con fecha 03 de enero de 2025, Osinergmin, a través del Informe N° 2168-2024-GRT, comunicó por escrito sus observaciones al ESTUDIO presentado por el SUBCOMITÉ. Sin embargo, en este informe no se incluyeron observaciones para la propuesta de ANTAMINA.

K.3 Respuesta a Observaciones

En el Cuadro K.2, se resume los valores de la propuesta final del VNR y COyM para las instalaciones de transmisión de ANTAMINA. El SUBCOMITÉ presentó en la absolución de observaciones, nuevo valor de COyM.

Cuadro K.2
Propuesta Final COyM del SPT de ANTAMINA

Descripción	Total (USD)
VNR	806 817
COyM	22 143

K.4 Análisis y Propuesta de Osinergmin

Del análisis de la información y resultados presentados por el SUBCOMITÉ para la determinación del VNR y COyM de las instalaciones de ANTAMINA que pertenecen al SPT, se describe a continuación los aspectos relevantes considerados por el regulador en la modificación del COyM presentado en el ESTUDIO.

K.4.1. Determinación del VNR

Sobre la base de la información presentada por el SUBCOMITÉ como sustento de la determinación del VNR de ANTAMINA, se modificaron los cálculos teniendo presente lo siguiente:

- Se ha actualizado el VNR de las instalaciones que conforman el SPT del SEIN, utilizando la versión vigente de la Base de Datos de Módulos Estándares de Inversión para Sistemas de Transmisión, aprobada recientemente con la Resolución N° 012-2025-OS/CD. Para el efecto se ha tenido que actualizar la totalidad de las instalaciones, a fin de que el prorrateo de los costos comunes entre los diferentes componentes que conforman el SPT y SST esté referido a la misma fecha de actualización.
- Se han efectuado correcciones en los algoritmos correspondientes para la valorización de las líneas de transmisión en función a la estructura de costos presentada en la última versión de la Base de Datos de los Módulos Estándares.
- Se ha revisado que los porcentajes de participación en el costo total de la celda de línea a Paramonga Nueva (ahora a SET Conococha) coincidan en los archivos de cálculo generados para los Titulares ANTAMINA y ETESELVA.

Como resultado, el VNR de las instalaciones de ANTAMINA que pertenecen al SPT asciende a USD 819 909.

K.4.2. Determinación del COyM

Para la determinación del COyM, se ha tenido en cuenta la información proporcionada por el SUBCOMITÉ y los análisis realizados por Osinergmin sobre el particular, para ello se han considerado las siguientes premisas:

- Se ha utilizado el Tipo de Cambio de 3,677 S//USD, correspondiente al 31 de marzo de 2025.
- Para fines de actualización de los porcentajes de participación del SPT, Osinergmin ha utilizado la versión vigente de la Base de Datos de Módulos Estándares de Inversión para Sistemas de Transmisión, aprobada recientemente con la Resolución N° 012-2025-OS/CD.
- Se ha revisado que los porcentajes de participación en el costo total de la celda de línea a Paramonga Nueva (ahora a SET Conococha) coincidan en los archivos de cálculo generados para los Titulares ANTAMINA y ETESELVA.
- De manera general se ha uniformizado las hojas de cálculo para la determinación del COyM.

Los costos de operación y mantenimiento están compuestos por los siguientes rubros principales: Mantenimiento, Operación, Gestión y Seguridad.

Costos de mantenimiento

Los costos de mantenimiento se determinaron en base a módulos unitarios (kilómetro de línea, celda y transformador) que consideran actividades estándares.

La valorización de cada módulo se determinó por el método de Costeo Basado en Actividades; en ese sentido se considera las frecuencias, rendimientos y alcances, para cada una de las actividades, las mismas que fueron utilizadas en regulaciones anteriores.

Costos de operación

Los costos de operación comprenden los costos de todos los procesos necesarios para operar las instalaciones eléctricas, así como el mantenimiento de los equipos dedicados a esta actividad empresarial; para ello se considera los recursos de personal, materiales, transporte y servicios.

Los costos unitarios de diversos recursos (materiales, maquinaria y equipos), corresponde a costos de mercado tomados de la revista COSTOS, que son los mismos publicados en la revista CAPECO.

En el análisis de costos unitarios para determinar el costo de operación de centros de control, solo se considera la mano de obra del operador y el auxiliar técnico, dado que el jefe de departamento de operaciones y el Ingeniero Supervisor se considera en el área de transmisión del rubro de Gestión.

Costos de gestión

Además de considerar los mismos criterios utilizado en las fijaciones de los años anteriores, resulta necesario señalar que para la remuneración del personal se ha empleado la media del Cuadro General de Remuneraciones y el cuartil superior del Sector Electricidad según los resultados de la encuesta publicada por PriceWaterhouseCoopers, al 31 de marzo 2025.

Los costos totales de gestión se han prorrateado a la transmisión teniendo en cuenta que REP, además de administrar sus propias instalaciones presta servicios a otras empresas. Dicho prorrateo se ha realizado en función de los ingresos que cada negocio renta a la empresa, según los valores que figuran en los respectivos Anuarios. Al respecto, al no contarse con la información de Estados Financieros actualizados, de forma preliminar se ha empleado la información de la fijación anterior.

Por otro lado, con respecto a los costos de gestión no personal se determinaron a partir de la propuesta presentada por REP, con los mismos criterios considerados en las fijaciones de los años anteriores.

Cabe señalar que, los costos de gestión incluyen los costos de seguros; cuyos porcentajes de prima se han actualizado con información reciente, que corresponde al promedio que sufragan las empresas dedicadas de manera exclusiva al negocio de la transmisión.

Con respecto a los costos relacionados con el Impuesto a las Transacciones Financieras (ITF), se ha determinado considerando los mismos criterios de las fijaciones de los años anteriores.

Costos de seguridad

- Al igual que en los demás rubros, para determinar el costo de seguridad, se ha tomado en cuenta los mismos criterios utilizados en las fijaciones anteriores.

Como resultado, el COyM de las instalaciones de ANTAMINA que pertenecen al SPT asciende a USD 22 233, según el detalle que se muestra en el Cuadro K.3.

Cuadro K.3

COyM del SPT de ANTAMINA (en USD) – Análisis de Osinergmin

OPERACIÓN	3 072
Operación CC	127
Operación de Subestaciones	2 945
MANTENIMIENTO	8 748
Líneas de Transmisión	0
Subestaciones	8 523
Mantenimiento CC y TEL	224
GESTIÓN	8 323
Personal	4 187
No Personales	4 136
Costos No Personales sin Seguros	1 882
SEGUROS	2 254
SEGURIDAD	2 091
Sub Total COyM	22 233

Anexo L: Valor Nuevo de Reemplazo y Costo de Operación y Mantenimiento de SAN GABÁN

Determinación del Costo de Operación y Mantenimiento (COyM) de las instalaciones de San Gabán que forman parte del SPT. Dichas instalaciones están conformadas por una celda 138 kV, ubicada en la subestación Azángaro, la cual es conexas a la línea de transmisión Azángaro – Tintaya.

Cabe indicar que, en la presente fijación tarifaria corresponde la actualización del VNR, dado que la última actualización se realizó hace 4 años, en la fijación de Precios en Barra del periodo mayo 2021 – abril 2022.

L.1 Propuesta Inicial

En la propuesta inicial, el SUBCOMITÉ presentó la actualización del VNR y COyM correspondiente a las instalaciones de SAN GABÁN que forman parte del SPT del SEIN.

El Cuadro L.1 resume los valores de la propuesta inicial del VNR y COyM para las instalaciones de transmisión de SAN GABÁN.

Cuadro L.1
Propuesta Inicial del COyM del SPT de San Gabán

Descripción	Total (USD)
VNR	789 207
COyM	41 589

L.2 Observaciones a Propuesta Inicial

De acuerdo con lo previsto en el cronograma del presente procedimiento regulatorio, con fecha 03 de enero de 2025, Osinergmin, a través del Informe N° 2168-2024-GRT, comunicó por escrito sus observaciones al ESTUDIO presentado por el SUBCOMITÉ. En este informe se incluyeron las observaciones al VNR y COyM propuesto para las instalaciones de SAN GABÁN, las cuales se resumen a continuación:

VALOR NUEVO DE REEMPLAZO

- 1.1 El SUBCOMITÉ debe sustentar el motivo de la variación de los valores en la hoja VNR- SAN GABÁN 2025.xls dado que se observa que en la pestaña F-303 los tamaños de los terrenos de subestaciones han variado

COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

- 1.2 El SUBCOMITÉ debe sustentar, de donde obtiene los datos de ingresos de Generación y Transmisión para la celda C7 en la pestaña índices.
- 1.3 El SUBCOMITÉ debe sustentar, en referencia a la pestaña M-502, desde la celda F37 a F40 referidas al Total de Transmisión dado que hace referencia a un porcentaje de transmisión que proviene de la relación de VNR, lo que no tiene coherencia pues es el VNR corresponde a las inversiones realizadas, no a las operaciones de la empresa.

- 1.4 El SUBCOMITÉ debe corregir o sustentar, en la misma pestaña M-502, para el total de transmisión del centro de control el uso de porcentajes asignados a transmisión de 50% (celdas F42-F44); dado que esto difiere de lo aplicado en lo fijado para la Fijación de precios en barra mayo 2024 – abril 2025.
- 1.5 El SUBCOMITÉ debe corregir o sustentar el motivo sobre la forma de cálculo de aportes de las empresas generadoras, en la pestaña ITF-DL25844, dado que ha variado respecto a lo publicada en la Fijación de precios en barra mayo 2024 – abril 2025.

L.3 Absolución de Observaciones

El SUBCOMITÉ presentó en la absolución de observaciones, nuevo valor de COyM para las instalaciones de transmisión de SAN GABÁN que forman parte del SPT. A continuación, se resume la absolución a las observaciones planteadas por Osinerghmin:

- 1.1 La empresa señala que, se han añadido elementos nuevos no considerados en procesos anteriores, por lo que, ha considerado el tamaño del terreno fijado por Osinerghmin en el archivo "VNR-REP-2024.xls" para la empresa Red de Energía del Perú.
- 1.2 La empresa señala que, los ingresos de fueron tomados de los Estados Financieros Auditados al 31 de diciembre de 2023, tal como lo obtiene Osinerghmin en los procesos de fijación anteriores.
- 1.3 La empresa señala que, esa forma de cálculo fue la propuesta por Osinerghmin hasta la FITA 2023, cálculo que coincide con el criterio de reparto de la operación de Subestación indicados en la celda "G12" u Operación del Centro de Control indicado en la celda "E16" de la pestaña "M-405" del archivo publicado "COyM SAN GABAN 2024.xlsx". Cabe resaltar que Osinerghmin recién en la FITA 2024 sin sustento alguno modificó la forma de calcular el porcentaje observado, hecho que perjudica económicamente a SAN GABÁN.
- 1.4 La empresa señala que, esos porcentajes son los propuestos por el SAN GABÁN en las distintas propuestas de fijación. Sin embargo, de la revisión del archivo "COyM SAN GABAN 2023.xls", se puede apreciar que en la hoja M-502, el Osinerghmin asigna el 74,37 % para la Generación y 25,63% a la Transmisión, porcentajes que se calculan en base al costo de la infraestructura total, obviamente el valor de los equipos de la generación es mucho más costoso, por lo que resulta incoherente emplear toda la infraestructura. Para este caso, se debe considerar única y exclusivamente los elementos operados.
- 1.5 La empresa señala que, esa forma de cálculo fue la propuesta por Osinerghmin hasta la FITA 2023, recién en la FITA 2024 sin sustento alguno modificó la forma de calcular el ITF.

En el Cuadro L.2, se resume los valores de la propuesta final del VNR y COyM para las instalaciones de transmisión de SAN GABÁN, contenidos en la absolución de observaciones a la propuesta inicial.

Cuadro L.2
Propuesta Final del COyM del SPT de SAN GABÁN

Descripción	Total (USD)
VNR	789 207
COyM	41 539

L.4 Análisis y Propuesta de Osinergmin

Del análisis de la información y resultados presentados por el SUBCOMITÉ para la determinación del VNR y COyM de las instalaciones de SAN GABÁN que pertenecen al SPT, se describe a continuación los aspectos relevantes considerados por el regulador en la modificación del VNR y COyM presentado en el ESTUDIO.

L.4.1. Determinación del VNR

Sobre la base de la información presentada por el SUBCOMITÉ como sustento de la determinación del VNR de SAN GABÁN, se modificaron los cálculos teniendo presente lo siguiente:

- Se ha actualizado el VNR de las instalaciones que conforman el SPT utilizando la versión vigente de la Base de Datos de Módulos Estándares de Inversión para Sistemas de Transmisión, aprobada con la Resolución N° 012-2025-OS/CD. Para el efecto se ha tenido que actualizar la totalidad de las instalaciones; asimismo, se corrigió la asignación de módulos para dos celdas de transformación en 138 kV de la SET Azángaro ya que consideraban que eran celdas de reactores.

En base a lo señalado anteriormente se ha determinado el VNR correspondiente a las instalaciones de SAN GABÁN, el cual asciende a USD 764 III.

L.4.2. Determinación del COyM

Para la determinación de los costos de operación y mantenimiento, se ha tenido en cuenta la información proporcionada por el SUBCOMITÉ y los análisis realizados por Osinergmin sobre el particular. Asimismo, se ha considerado las siguientes premisas:

- Se ha clasificado a SAN GABÁN como una empresa del tipo mediana.
- Se ha utilizado el Tipo de Cambio de 3,677 S//USD, correspondiente al 31 de marzo de 2025.
- Para fines de actualización de los porcentajes de participación del SPT, Osinergmin ha utilizado la versión vigente de la Base de Datos de Módulos Estándares de Inversión para Sistemas de Transmisión, aprobada recientemente con la Resolución N° 012-2025-OS/CD.

Los costos de operación y mantenimiento están compuestos por los siguientes rubros principales: Mantenimiento, Operación, Gestión (Personal y No Personal) y Seguridad.

Costos de operación

Los costos de operación comprenden los costos de todos los procesos necesarios para operar las instalaciones eléctricas, así como el mantenimiento de los equipos dedicados a esta actividad empresarial; para ello se considera los recursos de personal, materiales, transporte y servicios.

Los costos unitarios de diversos recursos (materiales, maquinaria y equipos), corresponde a costos de mercado tomados de la revista COSTOS, que son los mismos publicados en la revista CAPECO.

En el análisis de costos unitarios para determinar el costo de operación de centros de control, solo se considera la mano de obra del operador y el auxiliar técnico, dado que el jefe de departamento de operaciones y el Ingeniero Supervisor se considera en el área de transmisión del rubro de Gestión.

Costos de mantenimiento

Los costos de mantenimiento se determinaron en base a módulos unitarios (kilómetro de línea, celda y transformador) que consideran actividades estándares.

La valorización de cada módulo se determinó por el método de Costeo Basado en Actividades; en ese sentido se considera las frecuencias, rendimientos y alcances, para cada una de las actividades, las mismas que fueron utilizadas en regulaciones anteriores.

Para el caso del mantenimiento de telecomunicaciones y centro de control, se ha utilizado el porcentaje de participación del SPT, en base al VNR del SPT correspondiente a SAN GABAN.

Costos de gestión

Para el cálculo de los costos de gestión, se ha incluido los costos del personal de las áreas administrativas y jefatura de las áreas operativas; costos de gestión no personales en la administración del negocio de transmisión de energía eléctrica incluyendo seguros. Además, los costos de seguridad necesarios para la vigilancia de las instalaciones que lo requieran.

En relación a los tiempos de dedicación por actividad principal (%), para el rubro “Transmisión”, estos son determinados en función a los ingresos totales por generación y transmisión declarados por las empresas en sus estados financieros.

Los costos de gestión personal se han determinado a partir de la información del estudio de mercado laboral, efectuado por la empresa consultora PriceWaterHouseCooper; asimismo, se han empleado las remuneraciones correspondientes a la media del Cuadro General de Remuneraciones y el cuartil superior del Sector Electricidad según los resultados de la Encuesta publicada por PriceWaterHouseCoopers, del 31 de marzo de 2025.

Respecto al costo de seguros, se ha considerado el porcentaje de prima empleado en la fijación anterior y que corresponde al promedio que sufragan las empresas dedicadas de manera exclusiva al negocio de la transmisión, el cual asciende a 2,46 ‰ (por mil).

Los costos relacionados con el Impuesto a las Transacciones Financieras (ITF), se han determinado en base a un número óptimo de vueltas que el dinero dé y se emplea la tasa promedio vigente de 0,005% que rige a partir del 01 de abril de 2011, según lo dispuesto en la Ley N° 29667 “Ley que modifica los artículos 10, 13 y 17 del Texto Único Ordenado de la Ley para la Lucha contra la Evasión y para la Formalización de la Economía”.

Costos de seguridad

Para determinar el costo de seguridad, se ha tenido en cuenta los mismos criterios considerados en las fijaciones anteriores.

Como resultado, el COyM de las instalaciones de SAN GABÁN que pertenecen al SPT asciende a USD 28 929, según el detalle que se muestra en el Cuadro L.3.

Cuadro L.3
COyM del SPT de San Gabán (en USD) – Análisis de Osinergmin

OPERACIÓN	6,4448
Operación CC	932
Operación de Subestaciones	5 515
MANTENIMIENTO	7 136
Líneas de Transmisión	0

Subestaciones	5 489
Mantenimiento CC y TEL	1 647
GESTIÓN	13 570
Personal	8 579
No Personales	4 991
Costos No Personales sin Seguros	2 895
SEGUROS	2 096
SEGURIDAD	1 775
Sub Total COyM	28 929

Anexo M: Determinación de la Remuneración Anual Garantizada (RAG) y Remuneración Anual por Ampliaciones (RAA)

El presente anexo contiene los criterios, metodología y resultados de la determinación de la Remuneración Anual por Ampliaciones (en adelante "RAA"), la determinación y la liquidación anual de la Remuneración Anual Garantizada (en adelante "RAG") y de los correspondientes montos de pago de los agentes (generadores y usuarios finales) para asegurar que la Remuneración anual (en adelante "RA") de REP sea íntegramente retribuida en conformidad con lo establecido en su Contrato de Concesión suscrito con el Estado Peruano.

Para la liquidación anual de la RAG, se ha tenido en cuenta lo estipulado en el Anexo N° 7, numeral 7.0 (Procedimiento de liquidación anual) del Contrato de Concesión Sistemas de Transmisión Eléctrica ETECEN – ETESUR (en adelante "CONTRATO") y el Procedimiento para la Liquidación Anual, aprobado mediante Resolución N° 055-2020-OS/CD (en adelante el "PROCEDIMIENTO").

Asimismo, se han tomado en cuenta las Resoluciones N° 070-2021-OS/CD, N° 067-2021-OS/CD y sus modificatorias; así como, la información con que cuenta Osinergmin hasta antes de la fecha de la elaboración del presente informe, la misma que fuera remitida por REP a través de la plataforma SILIPEST y al correo electrónico silipest@Osinergmin.gob.pe, en los medios y plazos establecidos en el PROCEDIMIENTO. Los resultados se reajustarán con base en la información completa que se reciba de acuerdo con el PROCEDIMIENTO.

De acuerdo con el CONTRATO, Osinergmin debe definir los mecanismos tarifarios y los correspondientes valores para asegurar que la RAG y la RAA sean íntegramente retribuidas a la Sociedad Concesionaria. Asimismo, deberá fijar las proporciones del pago mensual que deben efectuar los generadores y los usuarios finales. En ese sentido, los cálculos correspondientes a lo mencionado en este párrafo se exponen en el apartado M.3 del presente anexo.

Para efectos del CONTRATO, el año 23 corresponde al periodo mayo 2024 – abril 2025 y el año 24 corresponde al periodo mayo 2025 – abril 2026.

M.1 Determinación de la RAA

La RAA correspondiente al periodo mayo 2025 – abril 2026 se determina con base a lo estipulado en el CONTRATO y en sus cláusulas adicionales referidas a las Ampliaciones 1 hasta la 20:

Ampliación N° 1

La Cláusula Adicional se suscribió el 31 de marzo de 2006, mediante la cual se acordó la ejecución de la Ampliación 1 que comprende el "Proyecto de Construcción de la Nueva Subestación Chilca REP y Ampliación de Capacidad de las líneas desde la Subestación San Juan hasta la futura Subestación Chilca REP", cuyas características y valor estimado establecido en dicha cláusula adicional están consignadas en el Cuadro M.1.

Cuadro M.1
Instalaciones de la Ampliación N° 1

	Descripción	Monto USD
1	Suministro, obra civil y montaje	25 656 571
1.1	Segundo circuito de la Línea L-2208 y reforzamiento del circuito existente para tener una capacidad final de 2x180 MVA	1 682 290
1.2	Desmontaje de la línea L-2090 e instalación de una nueva línea, doble circuito, con capacidad de 350 MVA por circuito, en la faja de servidumbre de la línea L-2090	10 948 477
1.3	Ampliación Subestación San Juan: una celda de 220 kV y acondicionamiento de las instalaciones existentes	2 188 102
1.4	Construcción de la Subestación Chilca, con 11 celdas de 220 kV y previsión de terreno para patio de 500 kV	9 493 349
1.5	Modificaciones menores en las subestaciones: Zapallal, Ventanilla, Chavarría, Callahuanca, Santa Rosa, Independencia e Ica	1 344 353
2	Estudios, diseños y gastos generales	2 794 211
3	Gerenciamiento supervisión e inspección	2 523 043
Total valor estimado de la inversión		30 973 825
4	Previsión para Solución de problemas de servidumbre	
4.1	Variantes Técnicas	4 610 138
4.2	Reasentamientos	579 652
Total Previsión		5 189 790

Asimismo, el 15 de abril de 2008 se modificó la primera cláusula adicional por ampliaciones, que consideraba la remuneración de las obras de “Repotenciación del Sistema de Barras de la Subestación San Juan”, considerando un monto adicional de USD 772 619.

En relación a la **POC** de las instalaciones, se estableció en la cláusula de ampliaciones que concluida la ejecución de Ampliación N° 1 y a la finalización exitosa de las pruebas de recepción de las instalaciones, las partes suscribían el documento que así lo acreditaba (“Acta de Pruebas”) y que la fecha de POC de la Ampliación N° 1 sería la fecha del Acta de Pruebas.

Posteriormente, en relación a la POC de la “Repotenciación del Sistema de Barras de la Subestación San Juan”, la adenda modificatoria de la primera cláusula adicional de ampliaciones, suscrita el 15 de abril de 2008, señaló que a la finalización exitosa de las pruebas de recepción se suscribía el Acta de Pruebas, siendo la fecha de dicha acta la que correspondía a la POC de dicha instalación.

Ampliación N° 2

La Cláusula Adicional se suscribió el 26 de julio de 2006, mediante la cual se acordó la ejecución del Ampliación 2 que comprende el “Proyecto de Construcción del Segundo Circuito de la Línea de Transmisión Zapallal – Paramonga Nueva – Chimbote 1”, cuyas características y valor estimado establecido en dicha cláusula se muestra en el Cuadro M.2.

Cuadro M.2
Instalaciones de la Ampliación N° 2

	Descripción	Monto USD
1	Segunda Terna 220 kV, Zapallal-Paramonga Nueva-Chimbote 1	22 888 488

2	Ampliación Subestación Zapallal 220 kV	2 866 525
3	Ampliación Subestación Paramonga Nueva 220 kV	2 918 987
4	Ampliación subestación Chimbote I, 220 kV	954 946
5	Gerenciamiento y supervisión	2 377 495
Valor estimado de la inversión		32 006 441
6	Previsión Reasentamiento de Viviendas	2 070 988
Total		34 077 429

En relación a la **POC** de las instalaciones, se estableció en la cláusula de ampliaciones que concluida la ejecución de Ampliación N° 2 y a la finalización exitosa de las pruebas de recepción de las instalaciones, las partes suscribían el documento que así lo acreditaba ("Acta de Pruebas") y que la fecha de POC de la Ampliación N° 2 sería la fecha del Acta de Pruebas.

Ampliación N° 3

La Cláusula Adicional se suscribió el 16 de mayo de 2007, mediante la cual se acordó la ejecución de la Ampliación 3 que comprende el "Proyecto de Ampliación de las Subestaciones Ica, Marcona y Juliaca", cuyas características y valor estimado establecido en dicha cláusula se muestra en el Cuadro M.3.

Cuadro M.3
Instalaciones de la Ampliación N° 3

	Descripción	Monto USD
1	Ampliación Subestación Marcona 220/60/10 kV	5 096 773
2	Ampliación Subestación Ica 220/60/10 kV	6 457 322
3	Ampliación Subestación Juliaca 138/22,9/10 kV	2 351 021
4	Gerenciamiento y Supervisión	1 251 460
Valor estimado de la inversión		15 156 576

En relación a la **POC** de las instalaciones, se estableció en la cláusula de ampliaciones que concluida la ejecución de Ampliación N° 3 y a la finalización exitosa de las pruebas de recepción de las instalaciones, las partes suscribían el documento que así lo acreditaba ("Acta de Pruebas") y que la fecha de POC de la Ampliación N° 3 sería la fecha del Acta de Pruebas.

Ampliación N° 4

La Cláusula Adicional se suscribió el 16 de mayo de 2007, mediante la cual se acordó la ejecución del Ampliación 4 que comprende la "Compensación Capacitiva en la Zona de Lima: Subestación Santa Rosa 2x20 MVAR, 60 kV y Subestación Chavarría 2x20 MVAR, 60 kV", cuyas características y valor estimado establecido en dicha cláusula se muestran en el Cuadro M.4

Cuadro M.4
Instalaciones de la Ampliación N° 4

	Descripción	Monto USD
1	Compensación Subestación Santa Rosa 2x20 MVAR, 60 kV	1 461 314
2	Compensación Subestación Chavarría 2x20 MVAR, 60 kV	1 645 405
3	Gerenciamiento y Supervisión	310 672
Valor estimado de la inversión		3 417 391

En relación a la **POC** de las instalaciones, se estableció en la cláusula de ampliaciones que concluida la ejecución de la Ampliación 4 y a la finalización exitosa de las pruebas de recepción de las instalaciones, las partes suscribían el documento que así lo acreditaba ("Acta de Pruebas") y que la fecha de POC de la Ampliación N° 4 sería la fecha del Acta de Pruebas.

Ampliación N° 5

La Quinta Cláusula Adicional por Ampliaciones se suscribió el 21 de enero de 2009, mediante la cual se acordó la ejecución de la Ampliación N° 5 que comprende la "Ampliación de capacidad de transformación de las subestaciones: Quencoro, Azángaro, Trujillo Norte, Piura Oeste y Tingo María; adecuación para la conexión del proyecto Tocache-Bellavista y Ampliación de la Barra de 60 kV de la subestación independencia", cuyas características y valor estimado establecido en dicha cláusula se muestran en el Cuadro M.5.

Cuadro M.5
Instalaciones de la Ampliación N° 5

Ítem	Descripción	Monto (USD)
1	S.E. Quencoro	2 942 063
2	S.E. Azángaro	3 629 147
3	S.E. Trujillo Norte	4 873 730
4	Banco Trujillo Norte	1 214 952
5	S.E. Piura Oeste	6 755 684
6	S.E. Tingo María	3 316 617
7	Adecuación Conexión S.E. Bellavista	1 509 025
8	S.E. Independencia	2 454 477
	Total general	26 695 695

Asimismo, el 8 de julio de 2010, se modificó la quinta cláusula adicional por ampliaciones, variando el monto de inversión correspondiente a las obras de la "S.E. Piura Oeste" a USD 7 045 268, a efectos de incluir la instalación provisional del Transformador de Potencia de 220/60,3/10,3 kV de 50/50/30 MVA que se traslada desde la S.E. Ica a la S.E. Piura Oeste

En relación a la **POC** de las instalaciones, se estableció en la cláusula de ampliaciones que concluida la ejecución de Ampliación N° 5 y al completarse la entrada en servicio de todas las subestaciones que conforman la Ampliación N° 5, estando concluidas todas las labores e instalaciones pendientes, las partes suscribían el Acta de Operación Comercial de la Ampliación N° 5, documento suscrito por los inspectores en representación del Concedente y visado por el COES en señal de conformidad.

Cabe señalar que, en el Informe de Auditoría, se indican los gastos y costos asociados a las instalaciones ejecutadas, que incluye las instalaciones provisionales que fueron implementadas durante la ejecución de la Ampliación:

Cuadro M.5.1
Instalaciones de la Ampliación N° 5 – Montos Auditados

Hito	Denominación	Informe Auditoría (USD)
1	Quencoro	4 733 888
2.1	Azangaro	3 142 223
2.2	Azangaro (Provisional)	351 233
3	Trujillo Norte	8 833 624

Hito	Denominación	Informe Auditoría (USD)
4	Banco de Trujillo Norte	668 886
5.1	Piura Oeste	8 012 049
5.2	Piura Oeste (Provisional)	176 538
6	Tingo María	4 650 387
7	Adecuación Conexión Bellavistam (Tocache)	3 488 035
8	Independencia	4 565 355
-	Gerenciamiento y Superv.	2 172 206
-	Auditoría	66 105
-	Intercalarios	1 274 917
		42 135 446

En ese sentido, se ha procedido a descontar el COyM asociado a estas instalaciones provisionales, debido a que no se encuentran en operación desde la puesta en servicio de la Ampliación, debido a su carácter provisional.

Ampliación N° 6

La Sexta Cláusula Adicional por Ampliaciones se suscribió el 30 de noviembre de 2009, mediante la cual se acordó la ejecución de la Ampliación que comprende la ejecución del "Segundo Circuito Línea de Transmisión Chiclayo Oeste – Piura Oeste", con una capacidad de 180 MVA, que incluirá entre otros, el reemplazo de elementos estructurales, montaje de cadena de aisladores, tendido y regulación de conductor. Asimismo, se especifica que en donde hay postes de madera se ejecutará una variante en postes de madera en circuito sencillo, con longitud aproximada de 75 km.

Además, se incluyen: i) la solución definitiva de servidumbres ocupadas cuya responsabilidad de solución es del Concedente, según lo establecido en el numeral 6.5.1 del Contrato de Concesión y del Acta Final de Negociación sobre la problemática de servidumbres de las LT de REP; ii) Ampliación de la subestación Chiclayo Oeste, que consiste en equipar una nueva celda de línea para la segunda terna a la SE Piura Oeste; iii) Ampliación de la subestación Piura Oeste, que consiste en equipar una nueva celda de línea para la segunda terna a la SE Chiclayo Oeste; iv) Repotenciación del circuito existente Chiclayo Oeste – Piura Oeste 220 kV para incrementar la potencia de transmisión de 152 MVA a 180 MVA.

El valor estimado establecido en dicha cláusula se muestra en el Cuadro M.6.

Cuadro M.6
Instalaciones de la Ampliación N° 6

	Descripción	Monto USD (*)
1	Segunda Terna 220 kV Chiclayo – Piura	14 819 679
2	Ampliación Subestación Chiclayo Oeste 220 kV	1 545 847
3	Ampliación Subestación Piura Oeste 220 kV	1 153 625
4	Repotenciación del circuito existente	1 765 954
5	Gerenciamiento y supervisión	1 575 532
	Total Estimado de la Inversión	20 860 637

(*) Mediante Adenda N° 1 a la Sexta Cláusula Adicional del CONTRATO, se modificó el Valor Estimado de la Inversión.

En relación a la **POC** de las instalaciones, se estableció en la cláusula de ampliaciones que concluida la ejecución de la Ampliación N° 6 y concluidas las pruebas de recepción, operación e integración al SEIN de la Ampliación N° 6, la Sociedad Concesionaria y los inspectores suscribían el Acta de Operación Comercial de la Ampliación N° 6, en la cual se consigna la fecha y hora en que la instalación fue integrada al SEIN.

Ampliación N° 7

Esta Cláusula Adicional por Ampliaciones se suscribió el 12 de mayo de 2010, mediante esta cláusula se acordó la ejecución de la Ampliación que comprende la "Adecuación Integral de las Subestaciones Chavarría, San Juan, Santa Rosa, Ventanilla y Zapallal".

Dicha ampliación comprende la adecuación integral de las Subestaciones Chavarría, San Juan, Santa Rosa, Ventanilla y Zapallal, la cual consiste en la ampliación de la capacidad de las subestaciones mediante la sustitución de las instalaciones de barras, mallas de puesta a tierra y equipos de patio de 220 kV y 60 kV de concesión de la Sociedad Concesionaria, con el fin de soportar las nuevas condiciones de crecimiento del nivel de cortocircuito derivadas del desarrollo de nuevos proyectos de generación eléctrica y de los sistemas de transmisión 220 kV y 500 kV del SEIN.

El valor estimado establecido en dicha cláusula adicional se muestra en el Cuadro M.7.

Cuadro M.7
Instalaciones de la Ampliación N° 7

Ítem	Descripción	Monto (USD)
1	S.E. Chavarría	3 377 790
2	S.E. San Juan	6 049 494
3	S.E. Santa Rosa	3 343 441
4	S.E. Ventanilla	3 527 922
5	S.E. Zapallal	4 004 689
6	Gerenciamiento	2 436 400
Total general		22 739 737

En relación a la **POC** de las instalaciones, se estableció en la cláusula de ampliaciones que concluida la adecuación de cada una de las ampliaciones de subestaciones que forman parte de la Ampliación N° 7 y concluidas las pruebas de recepción, operación e integración al SEIN de todas las ampliaciones de subestaciones que forman parte de la Ampliación N° 7, la Sociedad Concesionaria y los inspectores suscribían el Acta de Operación Comercial de la Ampliación N° 7, en la cual se consigna la fecha y hora en que cada ampliación fue integrada al SEIN. Se indica además que la fecha y hora de la integración al SEIN de la última subestación que forma parte de la Ampliación es considerada como fecha de la POC de la Ampliación N° 7.

Ampliación N° 8

Esta Cláusula Adicional por Ampliaciones se suscribió el 12 de mayo de 2010, mediante la cual se acordó la ejecución de la Ampliación que comprende la "Ampliación de la capacidad de transmisión a 180 MVA de las líneas de Transmisión en 220 kV Independencia – Ica (L-2209) e Ica – Marcona (L-2211)".

Dicha Ampliación comprende la ampliación de capacidad de transmisión de las líneas de transmisión en 220 kV Independencia – Ica (L2209) e Ica – Marcona (L-2211), de 141 MVA a 180 MVA, cuyos costos se muestran en el Cuadro M.8.

Cuadro M.8
Instalaciones de la Ampliación N° 8

Ítem	Descripción	Monto USD
1	Repotenciación de la LT Ica-Marcona	1 794 470
2	Repotenciación de la LT Ica-Independencia	865 944
3	Gerenciamiento	239 437
4	Costos de estudios de anteproyectos	166 821
	Total Estimado de la Inversión	3 066 672

En relación a la **POC** de las instalaciones, se estableció en la cláusula de ampliaciones que concluida la construcción de la Ampliación N° 8 la Sociedad Concesionaria y los inspectores suscriben el Acta de POC de la Ampliación N° 8, en la cual se consigna la fecha y hora en que la Ampliación N° 8 fue POC, según lo comunicado por la Sociedad Concesionaria al COES.

Ampliación N° 9

Esta Cláusula Adicional por Ampliaciones se suscribió el 12 de noviembre de 2010. Posteriormente, el 20 de diciembre de 2010, se suscribe una Adenda N° 1 modificatoria de la Novena Cláusula Adicional por Ampliaciones, mediante la cual se modifican, entre otros, los alcances e inversiones correspondientes. Mediante esta cláusula se acordó la ejecución de la Ampliación que comprende el “Segundo circuito línea de transmisión en 220 kV Chiclayo Oeste – Guadalupe – Trujillo Norte y Ampliación de las subestaciones asociadas”, “Ampliación de la capacidad de transmisión del circuito existente 220 kV Chiclayo Oeste-Guadalupe-Trujillo Norte” y la “Ampliación de la Capacidad de Transformación de las Subestaciones: Huacho, Chiclayo Oeste y Guadalupe”.

Cabe señalar que mediante la Adenda N° 2, suscrita el 19 de setiembre de 2011, se modificó el Anexo 3 de la Novena Cláusula Adicional por Ampliaciones (Ampliación N°9). En el Cuadro M.9 se muestra el equipamiento y las inversiones correspondientes a la Ampliación N° 9.

Cuadro M.9
Instalaciones de la Ampliación N° 9

Ítem	Descripción	Monto (USD)
A.	Segundo Circuito Chiclayo-Guadalupe-Trujillo	
	S.E. Chiclayo	1 241 900
	S.E. Guadalupe	2 160 252
	S.E. Trujillo	1 315 718
	L.T. Chiclayo-Guadalupe-Trujillo	7 306 300
	Total A	12 024 170
B.	Ampliación de Transformación de Subestaciones	
	S.E. Huacho	7 186 269
	S.E. Chiclayo	3 809 362
	S.E. Guadalupe	3 923 728
	Total B	14 919 359
C.	Gerenciamiento	2 424 918
D.	Instalación provisional	232 055
E.	Sistema de Transferencia de Carga	136 144
	Total general	29 736 646

En relación a la **POC** de las instalaciones, se estableció en la cláusula de ampliaciones que concluida la construcción de cada uno de las obras que forman parte de la Ampliación N° 9 y concluidas las pruebas de recepción, operación e integración al SEIN de todas las obras que forman parte de la Ampliación N° 9, la Sociedad Concesionaria y los inspectores suscriben el Acta de Operación Comercial de la Ampliación N° 9, en la cual se consigna la fecha y hora en que cada ampliación fue integrada al SEIN. Se indica además que la fecha y hora de la integración al SEIN de la última instalación que forma parte de la Ampliación N°9 es considerada como fecha de la POC de la Ampliación N° 9.

Cabe señalar que, en el Informe de Auditoría, se indican los gastos y costos asociados a las instalaciones ejecutadas, que incluye las instalaciones provisionales que fueron implementadas durante la ejecución de la Ampliación:

Cuadro M.9.1
Instalaciones de la Ampliación N° 9 – Montos Auditados

Hito	Denominación	Informe Auditoría (USD)
1	SET Guadalupe	6 433 568
2	SET Chiclayo Oeste	4 586 825
3	2do. Circuito - LT Chiclayo - Guadalupe	4 200 738
4	2do. Circuito - LT Guadalupe - Trujillo	4 214 474
5	Ampliación SET Huacho	7 158 510
6	SET Trujillo Norte	1 379 787
7	SET Huacho (Provisional)	427 300
8	SET Guadalupe (Provisional)	347 673
9	Alquiler Trafo y Equipos SET Guadalupe (Provisional)	220 286
10	Interconexión Ecuador	114 912
11	Ampliación SET Chiclayo	1 389
-	Servidumbre	659 999
-	Auditoría e Inspección MINEM	234 414
-	Gerenciamiento PDI	1 837 128
-	Gerenciamiento REP	517 468
-	Ingreso LT a Huacho	214 694
-	Intercalarios	1 294 163
		33 843 328

En ese sentido, se ha procedido a descontar el COyM asociado a estas instalaciones provisionales, debido a que no se encuentran en operación desde la puesta en servicio de la Ampliación, debido a su carácter provisional.

Ampliación N° 10

Esta Cláusula Adicional por Ampliaciones se suscribió el 15 de junio de 2011, mediante la cual se acordó la ejecución de la ampliación que comprende la "Implementación del Reactor Serie y celdas de conexión entre las barras de 220 kV de las subestaciones Chilca Nueva y Chilca REP y de la Resistencia de neutro del autotransformador en la subestación Chilca 500/200 kV" y la "Segunda Etapa de Ampliación de la Subestación Independencia 60 kV", cuyas instalaciones e inversiones se muestran en el Cuadro M.10.

Cuadro M.10

Instalaciones de la Ampliación N° 10

	Descripción	Monto USD
1	Implementación del reactor serie y resistencia de neutro de transformador en la Subestación Chilca 500 kV	3 601 542
2	Segunda etapa de ampliación de la subestación independencia	739 569
3	Gerenciamiento	390 700
Total Estimado de la Inversión		4 731 811

En relación a la **POC** de las instalaciones, se estableció en la cláusula de ampliaciones que concluida la construcción de cada uno de las obras que forman parte de la Ampliación N° 10 y concluidas las pruebas de recepción, operación e integración al SEIN de todas las obras que forman parte de la Ampliación N° 10, la Sociedad Concesionaria y los inspectores suscriben el Acta de Operación Comercial de la Ampliación N° 10, en la cual se consigna la fecha y hora en que cada ampliación fue integrada al SEIN. Se indica además que la fecha y hora de la integración al SEIN de la última instalación que forma parte de la Ampliación N° 10 es considerada como fecha de la POC de la Ampliación N° 10.

Ampliación N° 11

Esta Cláusula Adicional por Ampliaciones se suscribió el 15 de junio de 2011, mediante la cual se acordó la ejecución de la Ampliación que comprende el “Cambio de la Configuración en 220 kV de Barra Simple a Doble Barra en la Subestación Pomacocha”, “Ampliación de la capacidad de transmisión de la LT 220 kV Pachachaca – Pomacocha de 152 MVA a 250 MVA” y el “Cambio de Configuración en 138 kV de Barra Simple a Doble Barra de la Subestación Tintaya”, cuyos montos de inversión se muestran en el Cuadro M.11.

Cuadro M.11

Instalaciones de la Ampliación N° 11

	Descripción	Monto USD
1	Subestación Pomacocha	3 580 488
2	Repotenciación de la L.T. 220 kV Pomacocha-Pachachaca	419 316
3	Subestación Tintaya	1 811 726
Total Estimado de la Inversión		5 811 529

En relación a la **POC** de las instalaciones, se estableció en la cláusula de ampliaciones que concluida la construcción de cada uno de las obras que forman parte de la Ampliación N° 11 y concluidas las pruebas de recepción, operación e integración al SEIN de todas las obras que forman parte de la Ampliación N° 11, la Sociedad Concesionaria y los inspectores suscriben el Acta de Operación Comercial de la Ampliación N° 11, en la cual se consigna la fecha y hora en que cada ampliación fue integrada al SEIN. Se indica además que la fecha y hora de la integración al SEIN de la última instalación que forma parte de la Ampliación N° 11, es considerada como fecha de la POC de la Ampliación N° 11.

Ampliación N° 12

Esta Cláusula Adicional por Ampliaciones se suscribió el 10 de febrero de 2011, mediante la cual se acordó la ejecución de la “Ampliación de la Capacidad de Transformación de la Subestación Puno y Cambio de Configuración de Barras en 138 kV “T” a “Pi” de la Subestación Ayaviri”, cuyos montos de inversión se muestran en el Cuadro M.12.

Cuadro M.12

Instalaciones de la Ampliación N° 12

	Descripción	Monto USD
1	Subestación Ayaviri	2 179 680
2	Subestación Puno	4 898 927
Total Estimado de la Inversión		7 078 600

En relación a la **POC** de las instalaciones, se estableció en la cláusula de ampliaciones que concluida la construcción de cada uno de las obras que forman parte de la Ampliación N° 12 y concluidas las pruebas de recepción, operación e integración al SEIN de todas las obras que forman parte de la Ampliación N° 12, la Sociedad Concesionaria y los inspectores suscriben el Acta de Operación Comercial de la Ampliación N° 12, en la cual se consigna la fecha y hora en que cada ampliación fue integrada al SEIN. Se indica además que la fecha y hora de la integración al SEIN de la última instalación que forma parte de la Ampliación N° 12 es considerada como fecha de la POC de la Ampliación N° 12.

Cabe señalar que, en el Informe de Auditoría, se indican los gastos y costos asociados a las instalaciones ejecutadas, que incluye las instalaciones provisionales que fueron implementadas durante la ejecución de la Ampliación:

Cuadro M.12.1
Instalaciones de la Ampliación N° 12 – Montos Auditados

Hito	Denominación	Informe Auditoría (USD)
1.1	SE Puno	4 288 232
1.2	SE Puno (Provisional)	460 578
2	SE Ayaviri	3 036 424
-	Gerenciamiento externo	442 469
-	Gerenciamiento REP	110 617
-	Supervisión de Obra	128 177
-	Intercalarios	196 025
		8 662 522

En ese sentido, se ha procedido a descontar el COyM asociado a estas instalaciones provisionales, debido a que no se encuentran en operación desde la puesta en servicio de la Ampliación, debido a su carácter provisional.

Ampliación N° 13

Esta Cláusula Adicional por Ampliaciones se suscribió el 15 de mayo de 2012, mediante la cual se acordó la “Construcción de la Nueva Subestación Pariñas 220 kV y traslado del Reactor desde la Subestación Talara”, “Ampliación de la capacidad de transmisión de la Línea de Transmisión 220 kV Talara – Piura de 152 MVA a 180MVA” y la “Instalación de Compensación Reactiva 1x20 MVAR en 60 kV en la Subestación Piura Oeste”, cuyos montos de inversión se muestran en el Cuadro M.13.

Cuadro M.13
Instalaciones de la Ampliación N° 13

	Descripción	Monto USD
1	Subestación Pariñas	8 862 246

2	L.T. Talara – Piura en 220 kV	2 133 427
3	Compensación reactiva	1 180 897
Total Estimado de la Inversión		12 176 570

En relación a la **POC** de las instalaciones, dentro del Proceso Arbitral N° 22278/ASM, se emitió el Laudo Parcial mediante el cual se ordena al Estado cumplir con recalcular el valor de la Remuneración Anual por Ampliaciones a favor de REP por la Ampliación N° 13, de tal forma que se tome como fecha efectiva para efectos remunerativos la fecha de puesta en servicio de cada hito comprendido en la referida ampliación, es decir 19/05/2014 para el hito A, 24/07/2014 para el hito B y 15/01/2014 para el hito C.

Ampliación N° 14

Esta Cláusula Adicional por Ampliaciones se suscribió el 27 de julio de 2012, mediante la cual se acordó la “Construcción de la Nueva Subestación Reque 220 kV” y “Ampliación de la Capacidad de Transformación de la Subestación Trujillo Norte”, cuyos montos de inversión se muestran en el Cuadro M.14.

Cuadro M.14
Instalaciones de la Ampliación N° 14

	Descripción	Monto USD
1	Subestación Reque	8 862 246
2	Subestación Trujillo Norte	4 150 356
	Total Estimado de la Inversión	15 756 142

En relación a la **POC** de las instalaciones, se estableció en la cláusula de ampliaciones que concluida la construcción de cada uno de las obras que forman parte de la Ampliación N° 14 y concluidos los protocolos de puesta en servicio de todas las obras que forman parte de la Ampliación N° 14, la Sociedad Concesionaria y los inspectores suscriben el Acta de POC de la Ampliación N° 14, en la cual se consignan la fecha y hora de cada una de las obras que comprenden la Ampliación N° 14 fue integrada al SEIN según lo comunicado por el COES. Siendo la fecha y hora de integración al SEIN de la última instalación que forma parte de la Ampliación N° 14, la fecha de POC de la Ampliación N° 14.

Ampliación N° 15

Esta Cláusula Adicional por Ampliaciones se suscribió el 20 de febrero de 2013, mediante la cual se acordó la ejecución de la ampliación que comprende: i) “Ampliación de la Capacidad de Transmisión de la Línea de Transmisión 220 kV San Juan – Chilca (L-2093) de 350 MVA a 700 MVA, que comprende convertirla a una línea de transmisión de doble terna y ampliación de subestaciones asociadas”, ii) “Ampliación de la Capacidad de Transmisión de la línea de Transmisión 220 kV Ventanilla – Zapallal de 152 a 270 MVA por terna, mediante una nueva línea de transmisión de doble terna utilizando la misma servidumbre”; y, iii) “Instalación del Cuarto Circuito 220 kV de 189 MVA, utilizando las estructuras existentes de la Línea de Transmisión 220 kV Ventanilla – Chavarría y Ampliación de Subestaciones Asociadas”, cuyos montos de inversión se muestran en el Cuadro M.15.

Cuadro M.15
Instalaciones de la Ampliación N° 15

	Descripción	Monto USD
1	Ampliación L.T. San Juan – Chilca 220kV	19 077 687
2	Ampliación L.T. Ventanilla – Zapallal 220 kV	16 191 157

3	Instalación del cuarto circuito 220 kV LT Ventanilla – Chavarría	9 362 252
Total Estimado de la Inversión		44 631 096

En relación a la **POC** de las instalaciones, se estableció en la cláusula de ampliaciones que concluida la construcción de cada uno de las obras que forman parte de la Ampliación N° 15 y concluidos los protocolos de puesta en servicio de todas las obras que forman parte de la Ampliación N° 15, la Sociedad Concesionaria y los inspectores suscriben el Acta de POC de la Ampliación N° 15, en la cual se consignan la fecha y hora de cada una de las obras que comprenden la Ampliación N° 15 fue integrada al SEIN según lo comunicado por el COES. Siendo la fecha y hora de integración al SEIN de la última instalación que forma parte de la Ampliación N° 15, la fecha de POC de la Ampliación N° 15.

Ampliación N° 16

La Décimo Sexta Cláusula Adicional por Ampliaciones se suscribió con fecha 11 de julio de 2013, mediante la cual se acordó la ejecución de la Ampliación N° 16 que comprende: i) "Construcción de la Nueva Subestación Amarilis 138 kV", ii) "Construcción de los Enlaces de Conexión en 138 kV: a) S.E. Amarilis – S.E. Huánuco y c) S.E. Amarilis – L.T. a S.E. Paragsha", y iii) "Ampliación de la Capacidad de Transmisión de la Línea de Transmisión 138 kV Paragsha – Huánuco (L-II20) de 45 MVA a 75 MVA", cuyos montos se muestran en el Cuadro M.16.

Cuadro M.16
Instalaciones de la Ampliación N° 16

	Descripción	Monto USD
1	Enlaces de conexión en 138 kV	3 629 991
2	Nueva Subestación Amarilis	5 320 934
3	Ampliación LT Paragsha – Huánuco	1 052 518
Total Estimado de la Inversión		10 003 443

En relación a la **POC** de las instalaciones, se estableció en la cláusula de ampliaciones que concluida la construcción de cada uno de las obras que forman parte de la Ampliación N° 16 y concluidos los protocolos de puesta en servicio de todas las obras que forman parte de la Ampliación N° 16, la Sociedad Concesionaria y los inspectores suscriben el Acta de POC de la Ampliación N° 16, en la cual se consignan la fecha y hora de cada una de las obras que comprenden la Ampliación N° 16 fue integrada al SEIN según lo comunicado por el COES. Siendo la fecha y hora de integración al SEIN de la última instalación que forma parte de la Ampliación N° 16, la fecha de POC de la Ampliación N° 16.

Ampliación N° 17

La Décimo Séptima Cláusula Adicional por Ampliaciones se suscribió con fecha 09 de junio de 2015, mediante la cual se acordó la ejecución de la Ampliación N° 17 que comprende: i) Instalación de Bancos de Compensación Capacitiva 2x7 MVAR en 60 kV en la Subestación Puno, ii) Cambio de Configuración de Barras en 138 kV de "T" a "PI" en la Subestación Combapata y iii) Ampliación de la Capacidad de Transformación en la Subestación Paramonga Nueva, Ampliación de la Capacidad de Transformación y Cambio de Configuración en 60 kV de Simple a Doble Barra en la Subestación Ica; y, Cambio de Configuración en 220 kV de Simple a Doble Barra con Seccionador de Transferencia en la Subestación Friaspata (Huancavelica), cuyos montos de inversión se muestran en el Cuadro M.17.

Cuadro M.17
Instalaciones de la Ampliación N° 17

	Descripción	Monto USD
1	Subestación Puno	1 374 079
2	Subestación Combapata	2 951 671
3	Subestación Paramonga Nueva	3 781 109
4	Subestación Ica	6 913 613
5	Subestación Friaspata	13 788 892
Total Estimado de la Inversión		28 809 364

En relación a la **POC** de las instalaciones, se estableció en la cláusula de ampliaciones que concluida la construcción de cada uno de las obras que forman parte de la Ampliación N° 17 y concluidos los protocolos de puesta en servicio de todas las obras que forman parte de la Ampliación N° 17, la Sociedad Concesionaria y los inspectores suscriben el Acta de POC de la Ampliación N° 17, en la cual se consignan la fecha y hora de cada una de las obras que comprenden la Ampliación N° 17 quedo operando en el SEIN según lo comunicado por el COES. Siendo la fecha y hora del inicio de operación en el SEIN de la última instalación que forma parte de la Ampliación N° 17, la fecha de POC de la Ampliación N° 17.

Ampliación N° 18

La Décimo Octava Cláusula Adicional por Ampliaciones se suscribió con fecha 19 de enero de 2017, mediante la cual se acordó la ejecución de la Ampliación N° 18 que comprende: i) Banco de Condensadores de 20 MVAR 60 kV en la Subestación Zorritos; ii) Ampliación de Transformación 220/60/22.9 kV, 50/65 MVA (ONAN/ONAF), en Subestación Zorritos; iii) Seccionamiento de LT Piura-Chiclayo 220 kV y enlace con SE La Niña; y iv) Cambio de Configuración en 60 kV de Simple Barra a Doble Barra de la S.E. Guadalupe. Cabe indicar que, según lo descrito en la adenda, la Ampliación 18 se conforma de cuatro (04) proyectos, cada uno con presupuestos de inversión y plazos de POC diferenciados, cuyos montos se muestran en el Cuadro M.18.

Cuadro M.18
Instalaciones de la Ampliación N° 18

	Descripción	Monto USD
18.1	Banco de Condensadores de 20 MVAR 60 kV en la Subestación Zorritos	2 021 344
18.2	Ampliación de Transformación 220/60/22.9 kV, 50/65 MVA (ONAN/ONAF), en Subestación Zorritos	5 092 872
18.3	Seccionamiento de LT Piura-Chiclayo 220 kV y enlace con SE La Niña	3 324 705
18.4	Cambio de Configuración en 60 kV de Simple Barra a Doble Barra de la S.E. Guadalupe	866 258
Total Estimado de la Inversión		11 305 178

En relación a la **POC** de las instalaciones, se estableció en la cláusula de ampliaciones que concluida la construcción de las obras que forman parte de la correspondiente ampliación y concluidos favorablemente los protocolos de puesta en servicio, la Sociedad Concesionaria y el inspector en representación del Concedente, firmarán el Acta de POC de la correspondiente Ampliación, consignando la fecha y hora en que quedó disponible para su operación de acuerdo al respectivo Certificado de Integración al Sistema de cada Ampliación emitido por el COES. La fecha y hora de integración al SEIN de cada Ampliación, será considerada como la fecha de su respectiva POC.

Ampliación N° 19

La Décimo Novena Cláusula Adicional por Ampliaciones se suscribió con fecha 09 de junio de 2017, mediante la cual se acordó la ejecución de la Ampliación N° 19 que comprende: i) Instalación provisional de un transformador de potencia en S.E. Piura Oeste; y ii) Instalación de un transformador de 100 MVA, 220/60/10 kV y celdas de conexión en la S.E. Piura Oeste. Cabe indicar que, según lo descrito en la adenda, la Ampliación 19 se conforma de dos (02) proyectos, cada uno con presupuestos de inversión y plazos de POC diferenciados (ver Cuadro M.19).

Cuadro M.19
Instalaciones de la Ampliación N° 19

	Descripción	Monto USD
19.1	Instalación provisional de un transformador de potencia en S.E. Piura Oeste	920 021
19.2	Instalación de un transformador de 100 MVA, 220/60/10 kV y celdas de conexión en la S.E. Piura Oeste.	6 117 674
Total Estimado de la Inversión		7 037 695

En relación a la **POC** de las instalaciones, se estableció en la cláusula de ampliaciones que concluida la construcción de las obras que forman parte de la correspondiente ampliación y concluidos favorablemente los protocolos de puesta en servicio, la Sociedad Concesionaria y el inspector en representación del Concedente, firmarán el Acta de POC de la correspondiente Ampliación, consignando la fecha y hora en que quedó disponible para su operación de acuerdo al respectivo Certificado de Integración al Sistema de cada Ampliación emitido por el COES. La fecha y hora de integración al SEIN de cada Ampliación, será considerada como la fecha de su respectiva POC.

El hito 19.2 "Instalación de un transformador de 100 MVA, 220/60/10 kV y celdas de conexión en la S.E. Piura Oeste" entró en operación comercial 14 de mayo de 2019.

Cabe señalar que, el hito 19.1 "Instalación provisional de un transformador de potencia en S.E. Piura Oeste" tenía una naturaleza provisional, además, dicho transformador no se encuentra actualmente en la SET Piura Oeste, por lo que no corresponde remunerar las instalaciones de este hito 19.1 por concepto de costos de operación y mantenimiento (COyM), debiendo considerar el COyM únicamente hasta la implementación del hito 19.2, cuya fecha de POC fue el 14 de mayo de 2019. Es decir, la remuneración del hito 19.1 por concepto de COyM únicamente se realizó hasta el 13 de mayo de 2019.

Ampliación N° 20

La Vigésima Cláusula Adicional por Ampliaciones se suscribió con fecha 20 de setiembre de 2018, mediante la cual se acordó la ejecución de la Ampliación N° 20 que comprende: i) Subestación Combapata: Instalación de un transformador de 30/20/20 MVA (ONAF) 138/66/24 kV y sus celdas de conexión; ii) Subestación Huánuco: Instalación de un transformador de 50/30/20 MVA (ONAF) 138/22,9/10 kV y sus celdas de conexión; iii) Subestación Reque (Chiclayo Sur): Instalación de un transformador de 50/50/30 MVA (ONAF) 220/60/22.9 kV y sus celdas de conexión; iv) Subestación Tingo María: Instalación de un transformador de 30/10/20 MVA (ONAF) 138/22,9/10,5 kV y sus celdas de conexión; y, v) Subestación Tocache: Instalación de un transformador de 20/20/7 MVA (ONAF) 138/22,9/10 kV y sus celdas de conexión. Cabe indicar que, según lo descrito en la adenda, la Ampliación 20 se conforma de cuatro (04) proyectos, cada uno con presupuestos de inversión y plazos de POC diferenciados, cuyos montos se muestran en el Cuadro M.20.

Cuadro M.20

Instalaciones de la Ampliación N° 20

Ítem	Descripción	Monto USD
20.1	Subestación Combapata: Instalación de un transformador de 30/20/20 MVA (ONAF) 138/66/24 kV y sus celdas de conexión	4 399 730
20.2	Subestación Huánuco: Instalación de un transformador de 50/30/20 MVA (ONAF) 138/22,9/10 kV y sus celdas de conexión	3 519 469
20.3	Subestación Reque (Chiclayo Sur): Instalación de un transformador de 50/50/30 MVA (ONAF) 220/60/22.9 kV y sus celdas de conexión	6 742 311
20.4	Subestación Tingo María: Instalación de un transformador de 30/10/20 MVA (ONAF) 138/22,9/10,5 kV y sus celdas de conexión	3 708 832
20.5	Subestación Tocache: Instalación de un transformador de 20/20/7 MVA (ONAF) 138/22,9/10 kV y sus celdas de conexión	2 432 821
Total Estimado de la Inversión		20 803 163

En relación a la **POC** de las instalaciones, se estableció en la cláusula de ampliaciones que concluida la construcción de las obras que forman parte de la correspondiente ampliación y concluidos favorablemente los protocolos de puesta en servicio, la Sociedad Concesionaria y el inspector en representación del Concedente, firmarán el Acta de POC de la correspondiente Ampliación, consignando la fecha y hora en que quedó disponible para su operación de acuerdo al respectivo Certificado de Integración al Sistema de cada Ampliación emitido por el COES. La fecha y hora de integración al SEIN de cada Ampliación, será considerada como la fecha de su respectiva POC.

Mediante Oficio N° 1650-2020-MINEM/DGE del 23 de diciembre de 2020, el MINEM en su calidad de concedente, remitió las Actas de POC de los hitos de la Ampliación N° 20, que corresponden al 10 de diciembre de 2020 para los hitos 1, 2 y 3, al 4 de diciembre de 2020 para el hito 4 y al 24 de noviembre de 2020 para el hito 5.

Asimismo, mediante Carta CS0047 – 21011141 de fecha 22 de junio de 2021, REP presentó el Informe de Auditoría de la Ampliación 20.

Ampliación N° 21

La Vigésima Primera Cláusula Adicional por Ampliaciones se suscribió con fecha 6 de setiembre de 2022, mediante la cual se acordó la ejecución de la Ampliación N° 21 que comprende: i) Tercer circuito Chilca – Independencia 220 kV y ampliación de subestaciones asociadas. Cabe indicar que, según lo descrito en la adenda, la Ampliación 21 considera los montos que se muestran en el Cuadro M.21:

Cuadro M.21

Instalaciones de la Ampliación N° 21

Ítem	Descripción	Monto USD
21	Tercer circuito Chilca – Independencia 220 kV y ampliación de subestaciones asociadas	13 269 002

Mediante Oficio N° 619-2025-MINEM/DGE del 1 de abril de 2025, el MINEM en su calidad de concedente, remitió el Acta de POC de la Ampliación N° 21, que corresponde al 21 de marzo de 2025.

Hasta la fecha, está pendiente la presentación del Informe de Auditoría asociado a esta ampliación.

Ampliaciones Menores

Mediante Minuta suscrita por las Partes el 31 de marzo de 2006, se aprobaron cláusulas adicionales al CONTRATO con el objeto de introducir en el contrato mecanismos que hagan viable la inversión en ampliaciones por parte de la sociedad concesionaria y atenúen las limitantes originadas de las que adolece el contrato. En virtud de ello, el MINEM y la sociedad concesionaria Red de Energía del Perú S.A. acordaron modificar las definiciones de ampliaciones. El concepto de Ampliaciones Menores fue definido como ampliaciones ejecutadas por la sociedad concesionaria aprobadas por el Concedente, cuyo presupuesto de inversión no supere la suma de USD 200 000 (doscientos mil dólares de los Estados Unidos de América), sin incluir el impuesto general a las ventas.

De acuerdo a lo señalado en el numeral 8.1.5 del CONTRATO, la ejecución de Ampliaciones Menores no requiere la suscripción de una Cláusula Adicional al CONTRATO, siendo suficiente que la aprobación del concedente se manifieste mediante Resolución Directoral de la Dirección General de Electricidad, respecto del presupuesto y del proyecto de inversión presentado por la sociedad concesionaria.

Las Ampliaciones Menores ejecutadas conforme a lo establecido en el numeral 8.1.5 del CONTRATO recibirán una remuneración extraordinaria por única vez, mediante la inclusión en el cálculo de la liquidación anual, que efectuará Osinerghmin de acuerdo a lo indicado en el numeral 7 del Anexo N° 7 del CONTRATO, de un monto adicional agregado a la RA del año siguiente ($RA(n+1)$) igual a la sumatoria de la remuneración extraordinaria de cada Ampliación Menor puesta en servicio durante el año anterior.

Cabe indicar que, para el período mayo 2021 – abril 2022 no se considerará ninguna Ampliación Menor para el cálculo de la liquidación anual, en tanto no ha sido comunicada la puesta en servicio de ningún tipo de estas instalaciones.

Total de Ampliaciones

Según lo previsto en la cláusula 4 del contrato de concesión, el monto de inversión definitivo de cada Ampliación es el determinado en el respectivo informe de auditoría aprobado por el MINEM. A continuación, se describen las inversiones previstas en cada adenda de Ampliación y las consignadas en los respectivos informes de auditoría.

De este modo, de acuerdo con el procedimiento especificado en el numeral 4 del Anexo N° 7 del CONTRATO, la RAA corresponde a la sumatoria de las Ampliaciones N° 1 a N° 19. El resumen de las inversiones consideradas para efectos del presente proceso se muestra en el Cuadro M.22.

Cuadro M.22

Inversiones para el total de Ampliaciones

Ampliación	Inversión Adenda (USD)	Inversión Informe de Auditoría (USD)
Ampliación N° 1	31 746 444	36 808 819
Ampliación N° 2	34 077 429	35 020 600
Ampliación N° 3	15 156 576	16 517 865
Ampliación N° 4	3 417 391	4 843 151
Ampliación N° 5	26 985 278	42 135 446
Ampliación N° 6	20 860 637	21 839 967
Ampliación N° 7	22 739 737	22 724 682
Ampliación N° 8	3 066 672	3 160 234
Ampliación N° 9	29 736 646	33 843 328
Ampliación N° 10	4 731 811	4 341 294
Ampliación N° 11	5 811 529	10 676 751

Ampliación	Inversión Adenda (USD)	Inversión Informe de Auditoría (USD)
Ampliación N° 12	7 078 606	8 662 522
Ampliación N° 13 – Hito A	8 862 246	10 261 510
Ampliación N° 13 – Hito B	2 133 427	7 150 681
Ampliación N° 13 – Hito C	1 180 897	2 033 555
Ampliación N° 14	15 756 142	24 361 584
Ampliación N° 15	44 631 096	56 947 055
Ampliación N° 16	10 003 443	16 364 100
Ampliación N° 17	28 809 364	29 380 856
Ampliación N° 18	11 305 179	13 762 359
Ampliación N° 19.1	920 021	1 191 007
Ampliación N° 19.2	6 117 674	6 142 286
Ampliación N° 20.1	4 399 730	6,653,689
Ampliación N° 20.2	3 519 469	4,466,988
Ampliación N° 20.3	6 742 311	7,523,457
Ampliación N° 20.4	3 708 832	4,563,419
Ampliación N° 20.5	2 432 821	3,676,863
Ampliación N° 21	13 269 002	13 269 002 (*)
Total	348 397 252	448 323 070

(*) No se cuenta con el Informe de Auditoría remitido por el MINEM

De acuerdo a lo señalado en la cláusula 13.6.1 del CONTRATO, para determinar la RAA se ha considerado una vida útil de 26 años para la Ampliación N° 1, 25 años para la Ampliación N° 2, 24 años para la Ampliación N° 3, 24 años para la Ampliación N° 4, 23 años para la Ampliación N° 5, 22 años para la Ampliación N° 6, 21 años para la Ampliación N° 7, 22 años para el caso de la Ampliación N° 8, 21 años para el caso de la Ampliación N° 9, 20 años para el caso de las Ampliaciones N° 10, N° 11, N° 12, N° 13, N° 14, N° 15, N° 16, N° 17, N° 18, N° 19, N° 20 y N° 21.

Sobre los Bienes Retirados

Por otro lado, de acuerdo con el CONTRATO, en caso de que las Ampliaciones impliquen el retiro de Bienes de la Concesión se debe deducir el monto de la operación y mantenimiento de los bienes retirados; para ello, se debe aplicar el mismo porcentaje establecido en el ítem b) del numeral 4.2 del Anexo N° 7 sobre el Valor Nuevo de Reemplazo determinado por Osinergmin.

En ese sentido, en el presente proceso se mantienen los descuentos por montos por concepto del COyM de los Bienes Retirados producto de las Ampliaciones de la 1 a la 20, para dar cumplimiento con lo establecido en el literal (c) del numeral 4.2 del Anexo N° 7.

Sobre las Instalaciones Provisionales

Al respecto, se mantienen los descuentos de los montos de COyM de las instalaciones provisionales identificadas correspondientes a las Ampliaciones N° 5 (SET Azángaro y SET Piura Oeste), N° 9 (SET Guadalupe – incluye elementos alquilados – y SET Huacho) y N° 12 (SET Puno) y N° 19.1 (Instalación Provisional de la SET Piura Oeste).

Con base a lo anterior, el monto estimado de la RAA, expresado al 30 de abril de 2026, asciende a un total de USD 97 236 319.

M.2 Determinación y Liquidación de la RA

M.2.1 Determinación de la RAG año 24 (2025-2026)

Conforme a lo dispuesto en el numeral 6 del Anexo N° 7 del CONTRATO, Osinergmin debe reajustar anualmente la RAG sobre la base de la variación en el índice Finished Goods Less Food and Energy (serie ID: WPSSOP3500) publicado por el Departamento de Trabajo del Gobierno de los Estados Unidos de América. Para tal fin, 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 las leyes aplicables.

Asimismo, es del caso indicar que mediante Oficio N° 335-2017-MEM/DGE, recibido el 16/02/2017, el MINEM remitió, entre otras, las Adendas del contrato de concesión de Red de Energía del Perú S.A., mediante las cuales se ha reemplazado el Índice WPSSOP3500 (Finished Goods Less Food and Energy) por el Índice WPSFD4131 (Finished Goods Less Food and Energy) publicados ambos por el Departamento del Trabajo del Gobierno (Bureau of Labor Statistics). Al respecto, en dichas adendas se señala que el cambio obedece a la discontinuidad del Índice WPSSOP3500, el cual dejó de ser publicado en diciembre de 2015, adendas suscritas que se están considerando en la presente regulación.

En consecuencia, en el presente informe se utiliza el valor del índice de 254,762, correspondiente al valor del mes de octubre de 2024 (Ver Anexo P). Cabe indicar que, de acuerdo al contrato de concesión, se señala que se utilizará el último dato definitivo disponible a la fecha que corresponda efectuar la regulación de las tarifas según las leyes aplicables. Este valor implica un ajuste de la RAG de $254,762/149,9 = 1,6995$; en consecuencia, se tiene:

$$RAG (23) = USD 58 638 000 \times 1,6995 = USD 99 655 281$$

Asimismo, el valor de la RAA, expresada al 30 de abril de 2026, asciende a USD 97 236 319, como se indicó en el numeral M.1.

Por otro lado, de acuerdo con el CONTRATO, en caso de que las Ampliaciones impliquen el retiro de Bienes de la Concesión se debe deducir el monto de la operación y mantenimiento (COyM) de los Bienes Retirados; para ello, se debe aplicar el mismo porcentaje establecido en el ítem b) del numeral 4 del Anexo N° 7 sobre el Valor Nuevo de Reemplazo determinado por Osinergmin. Al respecto, conforme se indica en el numeral M.1, se mantienen los descuentos por el COyM de Bienes Retirados determinados en regulaciones anteriores para las Ampliaciones de la 1 a la 20, así como el descuento por las instalaciones provisionales ejecutadas por las Ampliaciones. Con respecto a la Ampliación 21, una vez se presente la información de acuerdo a los criterios establecidos en anteriores regulaciones, se procederá a efectuar los descuentos asociados a los bienes retirados.

El monto de la RAG sumado con el valor de la RAA, resulta en el siguiente valor actualizado de la RA:

$$RA = USD 99 655 281 + USD 97 236 319 = USD 196 891 600$$

M.2.2 Liquidación de la RA

En mérito al PROCEDIMIENTO, REP remitió documentación a través de la plataforma SILIPEST y por medio del correo electrónico silipest@Osinergmin.gob.pe, en los medios y plazos establecidos en el PROCEDIMIENTO. Los resultados se reajustarán con base en la información completa que se reciba de acuerdo con el PROCEDIMIENTO.

Así, el detalle de la liquidación del periodo mayo 2024 a abril de 2025 se presenta en el Cuadro M.23.

Cuadro M.23

LIQUIDACION DE LA RA
Periodo: Mayo 2024 a Abril 2025

Mes	Fecha de Tipo de Cambio	Tipo de Cambio	Montos Facturados Mensualmente					RA mensual		Saldo de liquidación
			US D	RA1 S/	RA2 S/	Total S/	Total USD	Valor a Abril del 2026 USD	USD	
1 Mayo	vie, 14/06/2024	3.776	16,013,649	16,013,649	38,924,917	54,938,566	14,549,408	16,142,168	14,672,185	136,217
2 Junio	vie, 12/07/2024	3.740	16,013,649	16,013,649	39,042,590	55,056,239	14,720,919	16,178,936	14,672,185	-53,561
3 Julio	mié, 14/08/2024	3.744	16,013,649	16,013,649	38,872,725	54,886,374	14,659,822	15,960,343	14,672,185	13,460
4 Agosto	vie, 13/09/2024	3.771	16,013,649	16,013,649	38,815,586	54,829,235	14,539,707	15,680,780	14,672,185	142,875
5 Septiembre	lun, 14/10/2024	3.763	16,013,649	16,013,649	39,093,236	55,106,885	14,644,402	15,645,237	14,672,185	29,682
6 Octubre	jue, 14/11/2024	3.805	16,013,649	16,013,649	38,957,079	54,970,728	14,446,972	15,289,238	14,672,185	238,343
7 Noviembre	vie, 13/12/2024	3.737	16,013,649	16,013,649	39,026,417	55,040,066	14,728,409	15,440,571	14,672,185	-58,943
8 Diciembre	mar, 14/01/2025	3.778	16,013,649	16,013,649	40,756,547	56,770,196	15,026,521	15,605,024	14,672,185	-367,977
9 Enero	vie, 14/02/2025	3.712	16,013,649	16,013,649	38,989,468	55,003,117	14,817,650	15,243,470	14,672,185	-149,645
10 Febrero	vie, 14/03/2025	3.863	16,013,649	16,013,649	37,420,401	53,434,050	14,587,510	14,865,659	14,672,185	86,290
11 Marzo	sáb, 12/04/2025	3.663	16,013,649	16,013,649	37,420,401	53,434,050	14,587,510	14,725,928	14,672,185	85,478
12 Abril	mié, 14/05/2025	3.663	16,013,649	16,013,649	37,420,401	53,434,050	14,587,510	14,587,510	14,672,185	84,675
Total								185,364,865		186,894

LIQUIDACIÓN TOTAL AÑO 23 (Valores expresados al 30/04/2025)										Valor al 30/04/2026
RA a Liquidar (USD) (A)	Recalculo RAA por Ampliación 21 (USD) (B)	Auxiliar (R)	Recalculo RA a Liquidar 23 (USD) (C=A+B+R)	Valor actualizado de los montos facturados (USD) (D)	Liquidación USD (E=C-D)	Recuperación del ITF (USD) (F)	Recuperación del ITF Adic a la RAG (USD) (G)	Remuneración Única por Ampliaciones Menores (USD) (M)	Liquidación Total (USD) (H=E+F+G+M)	Liquidación Total a aplicar a la RA año 24 (USD) (I)
185,551,759	233,537		185,785,296	185,364,865	420,431	21,873	485		442,789	495,924

Cabe señalar que, para cada adenda de Ampliación, la remuneración anual se determina considerando el monto de inversión determinados en el informe de auditoría y la fecha de POC consignada en el acta correspondiente. Para los casos en donde no se cuente con la información del monto de inversión auditado y/o la fecha de POC, se utiliza la inversión y plazo estimado señalado en la adenda de Ampliación. Por ello, REP deberá alcanzar el informe de auditoría de la Ampliación 21 a efectos de corregir los valores de la liquidación de ingresos. Asimismo, presente la información de acuerdo a los criterios establecidos en anteriores regulaciones, a fin de proceder a efectuar los descuentos asociados a los bienes retirados.

Conforme a los resultados mostrados en el cuadro anterior, el saldo de la Liquidación del Periodo mayo 2024 – abril 2025, expresada a fines de abril de 2025, asciende a un saldo positivo de USD 420 431.

Por otro lado, se ha considerado la información reportada por REP en el portal SILIPEST. Sin perjuicio de ello, conforme al numeral 6.1 del Procedimiento de Liquidación (Resolución N° 055-2020-OS/CD), es importante acalarar que, en caso el Concesionario proporcione información no veraz y/o incompleta, Osinergmin podrá proceder a iniciar un procedimiento administrativo sancionador y se requerirá la devolución a los afectados correspondientes de lo cobrado en exceso, debidamente actualizado con la tasa destablecida en el artículo 79 de la LCE.

M.2.3 Recupero del ITF

Por otro lado, de acuerdo a lo establecido en la Cuarta Cláusula de la Adenda al CONTRATO suscrita del 26 de julio del 2006, se debe agregar el monto de Recuperación por ITF del periodo mayo 2024 – abril 2025 a la Liquidación; dicho monto comprende USD 22 256 por ingresos de la RA y USD 499 por ingresos adicionales a la RAG. De este modo, el resultado de la liquidación, expresado al 30 de abril de 2025, es el siguiente:

USD 442 789 = USD 420 431 + USD 21 873 + USD 485

En ese sentido, expresado al 30 de abril de 2026, el resultado de la liquidación es igual a un monto positivo de USD 442 789.

El detalle del cálculo del ITF efectuado se muestra en los Cuadros M.24 y M.25.

Cuadro M.24

ITF de Ingreso por la RA

Nro	Periodo	Tipo de Cambio		Facturación Mensual				Factor ITF	ITF (USD)	Valor Presente (USD)
		Fecha	Cambio (USD)	RA1	RA2	Total	Total USD			
1	Mayo	14/06/2024	3.776	16,013,649	38,924,917	54,938,566	14,549,408	0.0118%	1,717	1,905
2	Junio	12/07/2024	3.740	16,013,649	39,042,590	55,056,239	14,720,919	0.0118%	1,737	1,909
3	Julio	14/08/2024	3.744	16,013,649	38,872,725	54,886,374	14,659,822	0.0118%	1,730	1,883
4	Agosto	13/09/2024	3.771	16,013,649	38,815,586	54,829,235	14,539,707	0.0118%	1,716	1,850
5	Septiembre	14/10/2024	3.763	16,013,649	39,093,236	55,106,885	14,644,402	0.0118%	1,728	1,846
6	Octubre	14/11/2024	3.805	16,013,649	38,957,079	54,970,728	14,446,972	0.0118%	1,705	1,804
7	Noviembre	13/12/2024	3.737	16,013,649	39,026,417	55,040,066	14,728,409	0.0118%	1,738	1,822
8	Diciembre	14/01/2025	3.778	16,013,649	40,756,547	56,770,196	15,026,521	0.0118%	1,773	1,841
9	Enero	14/02/2025	3.712	16,013,649	38,989,468	55,003,117	14,817,650	0.0118%	1,748	1,799
10	Febrero	14/03/2025	3.663	16,013,649	37,420,401	53,434,050	14,587,510	0.0118%	1,721	1,754
11	Marzo	12/04/2025	3.663	16,013,649	37,420,401	53,434,050	14,587,510	0.0118%	1,721	1,738
12	Abril	14/05/2025	3.663	16,013,649	37,420,401	53,434,050	14,587,510	0.0118%	1,721	1,721
Valor expresado al 30/04/2026										21,873

Cuadro M.25

ITF de Ingreso por Instalaciones Adicionales a la RAG

Nro	Período	Fecha Tipo de Cambio	Cambio (USD)	Facturación Mensual (USD)	Factor ITF	ITF (USD)	Valor Presente (USD)
1	202405	14/06/2024	3.776	319,593	0.0118%	37.71	42
2	202406	12/07/2024	3.740	308,947	0.0118%	36.45	40
3	202407	14/08/2024	3.744	312,814	0.0118%	36.91	40
4	202408	13/09/2024	3.771	317,364	0.0118%	37.45	40
5	202409	14/10/2024	3.763	378,601	0.0118%	44.67	48
6	202410	14/11/2024	3.805	327,273	0.0118%	38.62	41
7	202411	13/12/2024	3.737	334,897	0.0118%	39.52	41
8	202412	14/01/2025	3.778	336,926	0.0118%	39.76	41
9	202501	14/02/2025	3.712	338,579	0.0118%	39.95	41
10	202502	14/03/2025	3.663	309,440	0.0118%	36.51	37
11	202503	12/04/2025	3.663	309,440	0.0118%	36.51	37
12	202504	14/05/2025	3.663	309,440	0.0118%	36.51	37
					Valor expresado al 30/04/2026		485

Finalmente, con base en las actualizaciones y ajustes anteriores, el monto total que corresponderá cobrar a REP por el periodo 2025 – 2026 resulta en USD 197 387 524, expresado al 30 de abril de 2026, conforme se muestra en el Cuadro M.26.

Cuadro M.26

Cálculo de la RA de REP

Concepto	USD
Remuneración Anual RA	197,387,524
Remuneración Anual Garantizada RAG	99,655,281
Remuneración Anual por Ampliaciones RAA	97,236,319
Total RA	196,891,600
Liquidación Anual de la RA	470,883
Saldo a favor del ITF	24,497
Recuperación del ITF Adic a la RAG	544
Ampliación menor	0
Total RA	197,387,524

M.3 Remuneración de la RA

De acuerdo con el CONTRATO, Osinergmin debe definir los mecanismos tarifarios y los correspondientes valores, para asegurar que la RAG debidamente ajustada y la RA sean íntegramente pagadas a REP. Para este fin, en el Anexo N° 7 del CONTRATO se establecieron las siguientes consideraciones:

- La RA(n) comprende los siguientes conceptos: RA1(n) que se paga mediante compensaciones mensuales que serán facturadas a los titulares de generación (Pago de los Generadores) y la RA2(n) que debe ser pagada por los consumidores finales por el SPT y SST.
- El monto de la RA1(n) que corresponde ser pagado por las instalaciones de Generación, debe ser establecido por Osinergmin, antes del 30 de abril del año “n”. Este monto debe

ser asumido por los titulares de generación en función del uso físico que realicen de dichas instalaciones de transmisión. Asimismo, se establece que el procedimiento para la asignación de la responsabilidad del pago de las compensaciones mensuales se debe basar en la determinación de los “Factores de Distribución Topológicos”⁵³.

- El pago de los consumidores finales $RA_2(n)$ se debe establecer mediante la siguiente diferencia:

$$RA_2(n) = RA(n) - RA_1(n).$$

- El pago $RA_2(n)$ tiene dos componentes: El primero, llamado $RA_{SST}(n)$ (pago de los consumidores por el Sistema Secundario de Transmisión), que está compuesto por las tarifas y compensaciones por el SST, y el segundo, llamado $RA_{SPT}(n)$ (pago de los consumidores por el Sistema Principal de Transmisión) que lo componen: el Ingreso Tarifario Esperado y el Peaje por Conexión del SPT; los que deben establecerse mediante el procedimiento señalado en el numeral 5.2 del Anexo 7 del CONTRATO:

“...

- Se determina las compensaciones correspondientes a las instalaciones de los Sistemas Secundarios de Transmisión de aplicación a la demanda ($RA_{SST}(n)$), de conformidad con las Leyes Aplicables y en particular según lo establecido en el artículo 139° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas aprobado por Decreto Supremo No 009-93-EM y sus normas complementarias y modificatorias. En el cálculo de la $RA_{SST}(n)$ no se deben incluir las instalaciones que Generan Ingresos Adicionales a la RAG aplicables a la demanda.*
- Se determina las compensaciones correspondientes a las instalaciones del Sistema Principal de Transmisión ($RA_{SPT}(n)$), de conformidad con las Leyes aplicables.*
- Se calcula la suma ($RA_{SST}(n) + RA_{SPT}(n)$).*
- Si la suma calculada en C) resulta superior al valor de $RA_2(n)$, se procede a efectuar un reajuste en los peajes de los Sistemas Secundarios de Transmisión aplicable a los Usuarios Regulados comprendidos en la $RA_{SST}(n)$, hasta que la suma de las compensaciones sea igual a la $RA_2(n)$. Si aún con dicho reajuste subsistiese alguna diferencia, se efectuará un reajuste en el Peaje por Conexión del Sistema Principal de Transmisión, hasta alcanzar la igualdad indicada.*
- Si la suma calculada en C) fuese inferior al valor de la $RA_2(n)$ se reajustará el valor del Peaje por Conexión del Sistema Principal de Transmisión hasta que la suma de las compensaciones sea igual a la $RA_2(n)$*

...

El procedimiento para el cálculo del pago de los consumidores, o cualquier parte de la metodología descrita para este fin, podrán ser modificados por el Osinerghmin, cuando resulte indispensable o lo dispongan las Leyes Aplicables, sin alterar el valor de la $RA_2(n)$ y sin afectar el cálculo de la $RA_2(n)$.”

M.3.1 Determinación del Pago de los Generadores – RA1 (24)

⁵³ “Factores de Distribución Topológicos” que se describe en el documento de Janusz Bialek “Topological Generation and Load Distributions Factors for Supplemental Charge Allocation in Transmission Open Access” publicado en el IEEE Transactions on Power Systems – Vol 12 – N° 3 – August 1997

Para el periodo 2025 – 2026, se consideran las compensaciones fijadas para las instalaciones de REP en la Resolución que fija Tarifas y Compensaciones para los Sistemas Secundarios de Transmisión y Sistemas Complementarios de Transmisión para el periodo mayo 2025 hasta abril de 2029.

El monto anual estimado del pago de los titulares de generación, RA1 (24), asciende a la suma de USD 61 697 159, expresado al 30 de abril de 2026.

M.3.2 Pago de los Consumidores – RA2(24)

M.3.2.1 Determinación de la RA2(24)

El pago de la componente de la RA asignable a la demanda correspondiente al año 24, RA2(24), se calculó con la siguiente expresión:

$$RA2(24) = RA(24) - RA1(24)$$

Donde:

- RA2(24) : Componente de la RA correspondiente al año 24, asignado a la demanda.
- RA(24) : Es la RA actualizada al año 24 determinada en M.3.
- RA1(24) : Componente de la RA correspondiente al año 24, asignado a la generación, calculado en M.3.1.

Como resultado, se determinó que el monto asignable a los consumidores, RA2(24), para el año 24, es igual a USD 132 053 004, tal como se muestra en el Cuadro M.27.

Cuadro M.27
Determinación del Pago de los Consumidores – RA2 (24)

Concepto	USD
Remuneración Anual (24)	197 387 524
Pagos generadores RA1 (24)	63 353 321
Pagos consumidores RA2 (24)	134 034 203

M.3.4 Pago de los Consumidores por el Sistema Secundario de Transmisión RASST (24)

Como se señaló previamente, de acuerdo con el CONTRATO, la RA2(24) se debe pagar mediante los siguientes rubros:

- RA_{SPT}(24): Ingreso Tarifario y Peaje por Conexión correspondiente al Sistema Principal de Transmisión que deben ser pagados por los consumidores de acuerdo con las leyes aplicables al mismo.
- RA_{SST}(24): Ingreso Tarifario del Sistema Secundario de Transmisión y Peaje del Sistema Secundario de Transmisión que deben ser pagados por los consumidores a través de los cargos de transmisión secundaria.

De este modo, se ha determinado que para el periodo mayo 2025 – abril 2026, los ingresos por concepto del SST (RASST) ascienden a USD 21 498 609 (USD 173 119 por concepto de Ingreso Tarifario y USD 21 325 490 por concepto de Peajes del SST), así mismo, de acuerdo con el análisis efectuado en la presente fijación, el costo total anual del SPT (RASPT) sería de USD 25 879 565. La suma de ambos montos resulta en USD 47 378 174, que es menor a la RA2(24), en USD 86 656 029. Por lo tanto, según lo señalado en el Anexo N° 7 del Contrato de Concesión de REP, no corresponde realizar reajuste en los peajes de los SST aplicables a los clientes regulados.

En consecuencia, se recomienda fijar el Costo Total de Transmisión por el SPT de REP en USD 112 535 594 (ver Cuadro M.28).

Cuadro M.28
Determinación de la RASST y RASPT (24)

Concepto	USD
RA	197,387,524
RA1	63,353,321
RA2	134,034,203
RA2 SST	21,498,609
ITA	173,119
PSST	21,325,490
RA2 SPT	112,535,594

Anexo N: Precio Básico de Potencia

N.1 Análisis de la Propuesta del SUBCOMITÉ

N.1.1 Propuesta del Subcomité

El SUBCOMITÉ señala que su propuesta contempla las siguientes modificaciones respecto de la Fijación de Precios en Barra de mayo 2024 – abril 2025:

a) En cuanto a la Central Termoeléctrica

i. Precio y Capacidad Estándar de la Central Termoeléctrica de Punta

El SUBCOMITÉ ha determinado la “Capacidad Estándar de la Unidad de Punta (CE ISO)” y el “Precio FOB de la Unidad de Punta (FOB TG)” considerando los siguientes dos modelos de turbinas: AE94.2k y SGT5-2000E; los cuales están disponibles en la última edición de la revista GTHW.

ii. Costo de Adquisición de Terreno

El SUBCOMITÉ actualiza el costo de la partida reconocida en la Fijación de Precios en Barra de mayo 2024 – abril 2025, mediante la aplicación de un nuevo factor de ajuste; para ello, establece una metodología de cálculo. Al respecto, el SUBCOMITÉ manifiesta que el factor de actualización actual no refleja adecuadamente el costo de adquisición de terreno en Lima; por consecuencia indica que, el valor de “Costo de Adquisición de Terreno” reconocido dentro del cálculo del Precio Básico de Potencia (PBP) es inferior a los costos del mercado. Por ello, el SUBCOMITÉ plantea una metodología de cálculo que establece en primer lugar el área de terreno, para ello considera el área de 14 000 m², según señala, se ha obtenido en la “Matriz de costos de inversión aplicable a centrales térmicas de ciclo simple”; por otra parte, establece un precio del área del terreno, como referencia en la oferta encontrada de los terrenos industriales en el corredor Lurín con un precio promedio de 252 USD/m².

iii. Pruebas y Puesta en Marcha

El SUBCOMITÉ propone actualizar el costo de la partida de Pruebas y Puesta en Marcha de la central de punta en USD 2 413 320, en donde, se aprecia que dicha partida, se estima un tiempo promedio de pruebas de operación de 89,9 horas y el uso de 856 484 Galones de combustible asociado.

b) En cuanto a los costos de Conexión Eléctrica

i. Precio FOB

Se actualizaron los costos que conforman el Precio FOB con información de la Base de Datos de los Módulos Estándares de Inversión para el Sistema de Transmisión del año 2024. Al respecto, con relación a dicho Precio FOB, propone se obtenga mediante la actualización a diciembre 2023 de los costos del equipamiento de transmisión que son parte de la mencionada Base de Datos.

ii. Otras Partidas

Los costos de la Fijación Tarifaria del año 2024 correspondiente a “Transporte y Seguro Marítimo, Aranceles ad-valoren, Gastos de desaduanaje, Transporte local, etc.”, fueron escalados con factores de ajuste en moneda nacional y extranjera de manera similar a lo descrito en lo correspondiente al costo de la “Central Térmica”.

- c) En cuanto al Costo Fijo Anual de Operación y Mantenimiento estándar (CFaOyMe)
- Señala que no fue necesario actualizar el rubro “Sueldo bruto USD/mes” de los costos fijos de personal debido a que están expresados en dólares americanos. Asimismo, menciona que para el “Costo Fijo de Operación y Mantenimiento” se actualizó el monto regulado por Osinergmin en la fijación tarifaria de 2024, por el factor de ajuste en moneda extranjera determinado por la variación del índice IPP serie WPSFD4131, publicado por el Bureau of Labor Statistics del United States Department of Labor.

N.1.2 Análisis de la Propuesta

A continuación, se presenta el análisis de la propuesta del SUBCOMITÉ:

- a) Respecto de las modificaciones propuestas en los costos de la Central Termoeléctrica:
- i. Sobre el Precio FOB y Capacidad Estándar: Se ha procedido a revisar el cálculo efectuado por el SUBCOMITÉ, conforme se detalla en la sección N.2 del presente Anexo, incluyendo la última edición de la revista disponible que corresponde a la revista GTHW 2024, Volumen 39.
 - ii. Sobre el Costo de Adquisición de Terreno: En principio cabe indicar que el numeral 7.1.6 del Procedimiento para la Determinación del Precio Básico de la Potencia, aprobado mediante Resolución N° 260-2004-OS/CD (en adelante “Procedimiento”), no reconoce explícitamente el costo de adquisición del terreno para la construcción de la planta térmica, como parte de los montos de inversión a ser reconocidos a la empresa generadora a través del PBP.

Al respecto, es necesario precisar que en la determinación PBP se ha considerado una remuneración asociada al terreno (costo de adquisición del terreno), que está vinculada a temas diferentes a la adquisición del derecho de propiedad del área superficial; la cual, fundamentalmente comprende “Gestiones de adquisición del terreno” y “Gestiones de adecuación (administrativa y técnica) durante la vida útil y al final de la fase de cierre”.

Por tanto, para la presente regulación, se ha procedido a actualizar los costos aprobados en la regulación del año 2024, mediante el respectivo factor de ajuste.

 - iii. Sobre Pruebas y Puesta en Marcha: En principio cabe precisar que la actualización de las partidas económicas de la estructura de costos, es conforme al numeral 10.4 del Procedimiento, el cual involucra el factor de variación del Tipo de Cambio y los Precios al Por Mayor.

Al respecto, sobre la propuesta de actualización del SUBCOMITÉ de la partida “Pruebas y Puesta en Marcha”, señalar que el Procedimiento, considera básicamente el costo de personal y equipos del proveedor necesarios para realizar las pruebas previas a la puesta en operación de la planta, en ese sentido, para la presente regulación, se ha procedido a actualizar los costos aprobados en la regulación del año 2024, mediante el respectivo factor de ajuste.

 - iv. Otras Partidas: Respecto del “Montaje electromecánico, Supervisión, Obras preliminares y cerco, Obras civiles, Suministro de sistema de combustible, Suministro de sistema contra incendio”, dado que no se ha efectuado una revisión detallada de los costos reconocidos en la regulación del año 2024, se ha considerado conveniente ajustar dichos valores considerando la variación del índice WPSFD4131 entre marzo de 2024 y enero de 2025 para ajustar los costos en moneda extranjera. En tanto, para el caso de los costos en moneda nacional, se

ajustan los costos de la regulación del año 2024 considerando la variación del IPM y del Tipo de Cambio entre marzo de 2024 y enero de 2025.

b) Con relación a los costos de la Conexión Eléctrica:

- i. Precio FOB: El precio FOB propuesto por el SUBCOMITÉ es el resultado de la actualización de los costos de elementos de transmisión que son parte de la Base de Datos de los Módulos Estándar de Transmisión del año 2024. Al respecto, se debe indicar que se encuentra vigente la Base de Datos de los Módulos Estándares de Inversión para el Sistema de Transmisión del año 2024 fijada con Resolución N°012-2025-OS/CD que consigna lo resuelto en los recursos de reconsideración (MOD_2025), cuyos costos reconocidos están vigentes para su aplicación directa.
- ii. Otras Partidas: Para las partidas "Transporte local, Obras civiles, Ingeniería, Montaje, Pruebas y puesta en servicio, suministro local y Supervisión" se ha procedido al ajuste de los costos de la regulación del año 2024 considerando la variación del IPM y del Tipo de Cambio de marzo de 2024 y enero de 2025. En cuanto a los Gastos Generales - Utilidad Contratista, estos se determinan como el 10% de las partidas antes señaladas, manteniendo el mismo criterio al reconocido en los costos de la Central Termoeléctrica.

Con relación a los "Intereses Durante la Construcción" se ha empleado la Tasa TAMEX disponible al 31 de marzo de 2025, publicada por el Banco Central de Reserva del Perú.

c) En cuanto al "Costo Fijo Anual de Operación y Mantenimiento"

En cuanto al "Costo Fijo de Operación y Mantenimiento", el SUBCOMITÉ aplicó un factor de ajuste al monto regulado por Osinerghmin en la fijación tarifaria de 2024, en lugar de aplicar el Procedimiento para la Determinación del Precio Básico de Potencia aprobado mediante Resolución N° 260-2004-OS/CD, (en adelante "el Procedimiento").

Por lo mencionado, se ha procedido a determinar estos costos de acuerdo con lo establecido en el Procedimiento, conforme se detalla en las secciones N.3 y N.4 del presente anexo.

N.2 Capacidad ISO y Precio FOB

Se obtuvo el Precio Básico de Potencia conforme a la aplicación del Procedimiento habiéndose actualizado el valor de la Tasa activa promedio en moneda extranjera, TAMEX al 31 de marzo de 2025, publicada por el Banco Central de Reserva del Perú (<http://www.bcrp.gob.pe/estadisticas/cuadros-de-la-nota-semanal.html>) con información de la Superintendencia de Banca y Seguros (<http://www.sbs.gob.pe>).

Conforme a lo dispuesto en el Procedimiento, se ha verificado que en la última publicación del GTWH, disponible al 31 marzo de 2025, dos unidades tienen Capacidades Estándar (CE_{ISO}) que se encuentran dentro de los límites y condiciones exigidas en los numerales 6.3.2 y 6.3.3 del Procedimiento⁵⁴: SGT5-2000E y AE94.2K.

⁵⁴6.3.2. La capacidad estándar de la unidad de punta será al menor valor entre el de 3,5% de la máxima demanda anual del sistema para el año en que se presenta la propuesta y el 75% de la potencia efectiva de la unidad turbogas de mayor capacidad instalada en el sistema (límite inferior). Asimismo, será a lo más igual a la potencia efectiva de la unidad turbogas de mayor capacidad instalada en el sistema (límite superior):

$$\text{Min}(3,5\% * MD_{\text{año}}, 75\% * P_{EFMC}) \leq CE_{ISO} \leq P_{EFMC} \dots (1)$$

Donde:

De este modo, se determina que la unidad de punta presenta una CE_{ISO} igual a 183,58 MW y un precio FOB_{TG} de 44 125 miles USD, de conformidad con lo establecido en los numerales 6.3 y 7.1 del Procedimiento. En el Cuadro N.1 se detallan los valores utilizados en el cálculo del CE_{ISO} y el FOB_{TG} de la unidad de punta.

Cuadro N.1
 CE_{ISO} y FOB de la Turbina a Gas

	EDICIÓN REVISTA GTWH (1)	SGT5-2000E		AE94.2K	
		miles USD	Potencia Base ISO MW	miles USD	Potencia Base ISO MW
1	GTWH 2007 / 2008	37 800,00	168,00		nd
2	GTWH 2009	40 853,00	168,00		nd
3	GTWH 2010	38 625,10	168,00		nd
4	GTWH 2012 (2)	44 892,00	166,00	46 412,10	170,00
5	GTWH 2013	43 070,00	166,00	44 430,00	170,00
6	GTWH 2014 / 2015	46 000,00	172,00	47 800,00	185,30
7	GTWH 2016 / 2017	44 400,00	187,00	46 000,00	185,00
8	GTWH 2018 / 2019	46 500,00	187,00	47 400,00	185,00
9	GTWH 2019 / 2020	42 000,00	187,00	43 000,00	190,00
10	GTWH 2020	42 000,00	187,00	41 500,00	190,00
11	GTWH 2021	42 000,00	187,00	41 000,00	190,00
12	GTWH 2022	44 000,00	187,00	42 500,00	190,00
13	GTWH 2023	47 000,00	187,00	45 700,00	190,00
14	GTWH 2024	48 300,00	198,00	47 250,00	190,00

Número de publicaciones	5,00	5,00
Promedio	44 660,00	189,20
	43 590,00	190,00

CE_{ISO}	183,58	MW
------------	--------	----

Valor FOB_{TG}	44125	miles US \$
------------------	-------	-------------

N.3 Costo Fijo de Personal y Otros

Con relación a los costos de personal, se mantienen los costos establecidos en el proceso de regulación de los Precios en Barra de mayo 2025 – abril 2026. El costo de personal de la unidad de punta se muestra en el Cuadro N.2.

MDaño : Máxima demanda nacional anual proyectada del sistema para el año en que se presenta la propuesta.

Min : Función mínimo valor.

PEFMC : Potencia efectiva determinada por el COES-SINAC de la unidad turbogas de mayor capacidad que opera en el sistema para el momento en que se presenta la propuesta.

6.3.3. La capacidad estándar de la unidad de punta se determina de la siguiente manera:

$$CE_{ISO} = CCBGN_{ISO} \times FCTC \times FCCS... (2)$$

Donde:

CCBGN_{ISO} : Capacidad nominal ISO (en Megavatios), en carga base con gas natural, a condiciones estándar ISO 2314, obtenida como el promedio aritmético de las últimas cinco ediciones disponibles de la revista GTWH, considerando unidades que operen con una frecuencia de 60 Hertz.

FCTC : Factor de corrección por tipo de combustible, cuyo valor es de 0,9804 para el caso de turbinas a gas que operen con Diesel 2. En caso se modifique el combustible o el tipo de unidad se deberá establecer el valor aplicable para dicho caso.

FCCS : Factor de corrección por condiciones de servicio, igual a 0,9876, resultado del producto de los siguientes factores para el caso de turbinas a gas: factor por pérdidas en filtros de aire, factor por pérdida de presión en escape, factor por consumo de servicios auxiliares y factor por pérdidas en el transformador. En caso se modifique el tipo de unidad se deberá establecer el valor aplicable para dicho caso.

Cuadro N.2
Costos Fijos de Personal

Descripción	Cant	Sueldo bruto USD/mes	Sueldobruto USD/año
Gerente de planta o Jefe de planta	1	3 902	46 828
Gerente de Operaciones	1	2 963	35 559
Gerente de Mantenimiento y Planificación	1	2 963	35 559
Jefe de turno	2	2 414	57 944
Operadores (dos turnos)	4	1 310	62 868
Supervisor mecánico	1	2 414	28 972
Supervisor eléctrico e Instrumentación y Control	1	2 414	28 972
Personal de mantenimiento	4	1 310	62 868
Seguridad industrial	1	1 200	14 400
Personal de seguridad	11	500	66 000
Total anual			439 970
Leyes sociales	43,75%		192 487
Gastos generales	30%		131 991
Seguros Multirriesgo			317 853
Total anual			1 082 300

Como se puede apreciar, para la determinación de los costos fijos de personal, se considera la estructura de personal necesario para operar y mantener en forma eficiente la central, de acuerdo con lo que establece el Procedimiento para la determinación del Precio Básico de Potencia. Es así que, adicionalmente se considera para la determinación de dichos costos, el rubro de Gastos Generales que viene a ser el 30% del costo total de personal, porcentaje que contempla todos los demás costos de las diversas áreas de apoyo a la operación y mantenimiento (apoyo que puede estar dado, entre otros, por las áreas de administración, comercial y de finanzas). Asimismo, se ha actualizado el valor de los Seguros Multirriesgos, los cuales como en anteriores regulaciones corresponden al 5% del costo total de inversión en la central de punta y su conexión al sistema.

N.4 Costos Fijos de Operación y Mantenimiento

El literal a) del numeral 8.2.2 del Procedimiento señala que, en tanto se mantenga como unidad de punta una turbina a gas, se estimará el valor del Costo Fijo de Operación y Mantenimiento ("CFOyM") en función de las unidades que operen en el SEIN, y cuya capacidad efectiva se halle más próxima a la CE_{ISO} determinada (igual a 183,58 MW para el presente periodo regulatorio).

Al respecto, el párrafo final del mismo numeral 8.2.2 expresa que *"Cuando el combustible utilizado no corresponda al diésel, o cuando la unidad W501D5A no se constituya en la más próxima a la CE_{ISO} determinada, se deberá establecer la nueva fórmula para el cálculo de las EOH y su correspondiente tabla de frecuencia de mantenimientos asociada."*

En este sentido, se emplea la fórmula de cálculo de las EOH (Horas de Operación Equivalente) y la tabla de frecuencias de mantenimiento establecidas para la unidad V84.3A, la cual se reproduce a continuación:

- Fórmula de Horas Equivalente (EOH) que reemplaza a la definida en el literal c) del numeral 8.2.2 del Procedimiento:

$$EOH = a \cdot OBLOH + HOD + c \cdot NAN$$

Dónde:

$$a = 1, b = 0,068, c = 10$$

HEO = Horas de Operación Equivalente

OBLOH = $NAN \cdot HOA$ = Horas Operación carga base

HOD = $b \cdot OBLOH$ = Horas Operación cambios rápidos de temperatura (Horas Dinámicas equivalentes)

NAN = Numero de arranques normales = 200

HOA = Horas de operación por arranque normal = desde 1 hasta 14, con pasos unitarios.

- Tabla de frecuencia de Mantenimientos asociados, que reemplaza la definida en el literal d) del numeral 8.2.2 del Procedimiento, tal como se muestra en el Cuadro N.3.

Cuadro N.3

Mantenimientos	EOH
Combustor	8 000
Ruta de gases calientes	24 000
Mayor	48 000

Asimismo, se ha procedido a la revisión y actualización de los costos de materiales de mayo 2004 a enero 2024 y costos de especialistas extranjeros de abril 2008 a marzo 2025, mediante la aplicación de los índices de la serie WPSFD4131 y CUUR0000SA0 del US Department of Labor, respectivamente, siendo el valor del CFOyM resultante igual a 870,16 miles de USD por año, conforme se muestra en el Cuadro N.4.

Cuadro N.4
Cálculo del CFNC de Mantenimiento para Turbogases

PEfectiva = 174,7 MW
Tasa = 12% Anual

Mantenimientos	EOH
Combustor	8000
Ruta de gases calientes	24000
Mayor	48000

HPM = HEO 8 000 Costo KUS\$

Fórmula EOH = a*OBLOH + HOD + c*NAN

Factores
a = 1
b = 0,068
c = 10

EOH Horas Equivalentes Operación
OBLOH Horas Operación carga base
HOD Horas Operación cambios rapidos de temperatura (Horas Dinamicas equiv)
NAN: Numero de Arranques
b: Factor de carga punta
a: Factor de operación carga base
c: Factor para cada arranque

OBLOH	200	400	600	800	1 000	1 200	1 400	1 600	1 800	2 000	2 200	2 400	2 600	2 800
HOD (=b*OBLOH)	14	27	41	54	68	81	95	108	122	135	149	162	176	190
NAN	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200
HO/A	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
HEO	2 214	2 427	2 641	2 854	3 068	3 281	3 495	3 708	3 922	4 135	4 349	4 562	4 776	4 990
APM	3,614	3,296	3,030	2,803	2,608	2,438	2,289	2,157	2,040	1,935	1,840	1,753	1,675	1,603
Resultados														
Total Actual (KUS\$)	7 066	9 355	10 327	11 394	12 294	13 376	14 218	16 441	17 381	18 436	19 320	20 316	21 146	23 709
Anualidad (KUS\$)	946	1 252	1 383	1 525	1 646	1 791	1 904	2 201	2 327	2 468	2 586	2 720	2 831	3 174
Energía Anual (MWh)	34 946	69 892	104 838	139 784	174 730	209 676	244 623	279 569	314 515	349 461	384 407	419 353	454 299	489 245
Mant. Unitario (Mills/KWh)	27,07	17,92	13,19	10,91	9,42	8,54	7,78	7,87	7,40	7,06	6,73	6,49	6,23	6,49
CFNC Fijo (KUS\$/año)	870,16													

N.5 Resultados Finales

Asimismo, de acuerdo con el Procedimiento, corresponde incluir el Margen de Reserva Firme Objetivo (MRFO) y la Tasa de Indisponibilidad Fortuita (TIF) que han sido aprobados mediante la Resolución N° 026-2025-OS/CD.

Al respecto, la Resolución N° 026-2025-OS/CD fija para el periodo 01 de mayo 2025 hasta el 30 de abril de 2029, el valor del TIF en 3,54% y el valor del MRFO en 19,93%.

Finalmente, sobre la base de la aplicación del Procedimiento se determina que el Precio Básico de Potencia resultante equivale a 272,89 S//kW-año, conforme se muestra en el Cuadro N.5.

Cuadro N.5

CENTRAL TERMoeLECTRICA	TASA	Moneda Extranjera Miles USD	Moneda Nacional Miles USD	TOTAL Miles USD
Precio FOB		44 125,00		44 125,00
Repuestos iniciales	2,50%	1 103,13		1 103,13
Transporte y Seguro Marítimo	4,00%	1 765,00		1 765,00
Aranceles ad-valorem	0,00%		0,00	0,00
Gastos de desaduanaje	0,80%		375,95	375,95
Transporte local			226,67	226,67
Montaje electromecánico		771,04	1 205,49	1 976,53
Pruebas y puesta en marcha			546,88	546,88
Supervisión		350,37	524,79	875,15
Gestiones de Adquisición de terreno (incluye sub estación)			327,41	327,41
Obras Preliminares y Cerco (incluye subestación)			134,68	134,68
Obras civiles			1 986,33	1 986,33
Suministro de sistema de combustible (incluye monitoreo continuo de emisiones)			1 528,23	1 528,23
Suministro de sistema contra incendio			209,33	209,33
Gastos Generales - Utilidad Contratista			1 348,22	1 348,22
Intereses Durante la Construcción (1)	6,40%	3 081,03	538,79	3 619,82
Costo Total de Inversión de la Central Termoelectrónica (CTI _{CT})		51 195,56	8 952,76	60 148,33

CONEXIÓN ELECTRICA	TASA	Moneda Extranjera Miles USD	Moneda Nacional Miles USD	TOTAL Miles USD
Precio FOB		2 792,11		2 792,11
Transporte y Seguro Marítimo	4,00%	111,68		111,68
Aranceles ad-valorem	0,00%		0,00	0,00
Gastos de desaduanaje	0,80%		23,23	23,23
Transporte local			20,80	20,80
Obras civiles			40,89	40,89
Ingeniería, Montaje, Pruebas y puesta en servicio, suministro local			147,91	147,91
Supervisión			53,40	53,40
Gastos Generales - Utilidad Contratista			26,30	26,30
Intereses Durante la Construcción (1)	6,40%	185,95	20,01	205,96
Costo Total de Inversión de la Conexión Eléctrica (CTI _{CE})		3 089,74	332,54	3 422,27

ANUALIDAD DE LA INVERSION				
CENTRAL TERMoeLECTRICA		Miles USD / año	Miles USD / año	Miles USD / año
Vida Útil (años)	20			
Factor de Recupero de Capital	13,39%			
Anualidad del Costo Total de la Inversión de la Central Térmica (aCTI _{CT})		6 854,00	1 198,59	8 052,58

CONEXIÓN ELECTRICA		Miles USD / año	Miles USD / año	Miles USD / año
Vida Útil (años)	30			
Factor de Recupero de Capital	12,41%			
Anualidad del Costo Total de la Inversión de la Conexión Eléctrica (aCTI _{CE})		383,57	41,28	424,85

Costo Fijo Anual de Operación y Mantenimiento		Miles USD / año	Miles USD / año	Miles USD / año
Costo Fijo de Personal y Otros (CFPyO)			1 082,30	1 082,30
Costos Fijos de Operación y Mantenimiento (CFOyM)		870,16		870,16
Participación		77,74%	22,26%	
Costo Fijo anual de Operación y Mantenimiento (CFaOyMe)		10,64	USD / kW-año	

Anualidad de la Inversión de la Unidad de Punta (aINV)	46,18	USD / kW-año
Costo de Capacidad por Unidad de Potencia Estándar (CCUPS)	56,81	USD / kW-año
Costo de Capacidad por Unidad de Potencia Efectiva (CCUPE)	59,69	USD / kW-año
Precio Básico de la Potencia (PBP)	74,22	USD / kW-año
Precio Básico de la Potencia (PBP)	272,89	\$/ kW-año

Capacidad Estándar de la unidad de Punta (CE _{ISO})	183,58	MW
Potencia Efectiva (P _{EF})	174,7	MW
Factor de Ubicación (FU)	1,0506	
Margen de Reserva Firme Objetivo del sistema (MRFO)	19,93%	
Tasa de Indisponibilidad Fortuita de la unidad (TIF)	3,54%	

(1) Tamex = 9,9684% vigente al 31.03.2025

Anexo O: Determinación del CUCSS

O.1 Aplicación del Procedimiento

En el presente anexo se describe el cálculo del Cargo Unitario por Compensación por Seguridad de Suministro conforme a la aplicación del Procedimiento "Compensación Adicional por Seguridad de Suministro" (en adelante "el Procedimiento"), aprobado mediante Resolución N° 651-2008-OS/CD, y modificado con Resolución N° 152-2012-OS/CD, con la finalidad de incluir en dicho cargo las unidades de generación de las centrales termoeléctricas calificadas como Reserva Fría de Generación (en adelante "RF"), cuya concesión resultó de procesos de licitación realizados por PROINVERSION, en cumplimiento del Decreto Supremo N° 001-2010-EM.

Conforme a lo dispuesto en el Procedimiento, se procedió a determinar el CCUPE⁵⁵ de acuerdo con lo que establece el "Procedimiento para la Determinación del Precio Básico de Potencia" aprobado mediante Resolución N° 260-2004-OS/CD y sus modificatorias, considerando dos escenarios: el primero, con la Unidad de Punta operando sólo con gas natural; y el segundo, con la Unidad de Punta operando con gas natural y diésel 2 (70% y 30% del tiempo, respectivamente).

Para la determinación de los costos de inversión en el caso de operación con gas natural y diésel 2 (operación dual), se incluyen los costos adicionales respecto del caso de operación sólo con gas natural:

- i) Instalaciones para garantizar el suministro del diésel 2 vía camiones cisterna: recepción y transferencia desde sistema de transporte del diésel 2; almacenamiento para una autonomía de 15 días y costo de mantener este stock; transferencia hacia sistema de limpieza y purificación del combustible líquido; tratamiento y separación de agua y partículas de sólidos del petróleo; almacenamiento de petróleo limpio con capacidad de almacenamiento de un día de operación; alimentación a turbinas; tuberías y válvulas de conexión.
- ii) Instalaciones para operar las turbinas con gas natural o diésel 2: cambio en el quemador existente en la turbina por un quemador de tecnología DLN⁵⁶; tuberías, válvulas, instrumentos y conexiones para la inyección regulada de combustible líquido; tuberías, válvulas, instrumentos y conexiones para la inyección regulada de agua desmineralizada.
- iii) Instalaciones auxiliares: tanque, válvulas y conexiones para suministro de agua desmineralizada para inyección en quemador; planta desmineralizadora; reservorio de almacenamiento de agua cruda; estructuras y equipos para captación y transporte de agua cruda; reservorio para almacenamiento de lodos provenientes de limpieza del diésel 2, borras descargadas de tanques de almacenamiento y efluentes de rechazo de planta desmineralizadora, facilidades para transferencia a camiones cisterna que transportarán estos residuos a un relleno seguro.

Por otro lado, para la determinación de la potencia efectiva de la unidad se considera un factor de corrección por tipo de combustible (FCTC) equivalente a 0,9941 para el caso dual y para el caso de operación sólo con gas natural un FCTC igual a 1,000,

⁵⁵ Costo de Capacidad por Unidad de Potencia Estándar.

⁵⁶ Sistemas a base de cámaras de combustión en seco o DLN (Dry Low NO)

manteniendo el resto de los factores de corrección previstos en el “Procedimiento para la Determinación del Precio Básico de Potencia”.

Finalmente, y conforme a lo establecido en el Procedimiento, para la determinación de los Costos Fijos de Operación y Mantenimiento (CFOyM) se utilizó un factor de operación en carga base “a” de la fórmula para la determinación de las horas de operación equivalentes (EOH) igual a 1,09 para el caso de la operación dual; en tanto, un factor “a” igual a 1,00 para el caso de la operación sólo con gas natural.

Con el cálculo del CCUPE se determina el Costo Unitario Eficiente por Dualidad que resulta del producto del Tipo de Cambio, el factor 0,0791 y la diferencia de los CCUPE. El Cuadro O.1 resume los resultados obtenidos.

Cuadro O.1
CCUPE y Costo Unitario Eficiente por Dualidad

Unidad de Referencia operando con	Pot. Efectiva MW	Anualidad miles USD	CFOyM miles US\$	CCUPS US\$/kW-año
Gas Natural	178,22	8 483,67	1 951,06	58,55
Gas Natural (70%) y Diesel 2 (30%)	177,17	9 905,24	1 985,74	67,12
Costo Unitario Eficiente por Dualidad		2,49	S/ /kW-mes	
Cargo unitario por MW dual		0,000334	S/./kW-mes	

O.2 Costos de inversión adicionales

La presente sección contiene el detalle de la determinación de los costos de inversión adicionales a los considerados en el caso de la Unidad Dual de Referencia operando sólo con gas natural a que se refiere el numeral 5.2 del Procedimiento.

Cabe señalar que los costos adicionales por operar alternativamente con combustible diésel 2 dependen de la eficiencia (rendimiento) de la central puesto que, como se desarrolla más adelante, el dimensionamiento de ciertos elementos depende de la cantidad de combustible requerido, el cual tiene una relación directa con el rendimiento (a mayor rendimiento menor consumo de combustible y viceversa). En este sentido, corresponde aplicar lo dispuesto en el segundo párrafo del Artículo 6° del Decreto Legislativo N° 1041 (DL 1041), en cuanto a que debe considerarse los costos de inversión de una turbina a gas de alto rendimiento, la cual sobre la base de la información contenida en la publicación especializada Gas Turbine World Handbook para turbinas industriales implica una eficiencia de aproximadamente 39% en condiciones ISO, lo que equivale utilizando los factores de corrección contenidos en el Procedimiento para la Determinación del Precio Básico de Potencia a una eficiencia de 36%⁵⁷ en sitio. Esta eficiencia es la que por tanto se toma en cuenta para la determinación de la inversión en la central térmica de alto rendimiento a que se refiere el DL 1041 y por tanto el valor del Costo Unitario Eficiente por Dualidad que permite recuperar estas inversiones.

O.2.1 Instalaciones para garantizar el suministro de petróleo diésel 2

a) Instalaciones de base

⁵⁷ Considerando los factores de corrección “Procedimiento para la Determinación del Precio Básico de Potencia” (0,9804 por factor de corrección por combustible diesel 2; 0,9876 por factor de conexión al sistema de transmisión; y 0,9815 por factor de corrección por condiciones de sitio) se tiene $36\% = 39\% \times 0,9804 \times 0,9876 \times 0,9815$.

Las instalaciones consideradas de base para el suministro de combustible a una central térmica con capacidad de operación dual son las que sirven para el abastecimiento de gas natural, en la capacidad requerida para la unidad turbogas de referencia.

Las premisas que se han considerado para la definición de las instalaciones de referencia para el suministro de gas natural son las siguientes:

- Las instalaciones de alta presión corresponden al concesionario de transporte y al concesionario de distribución de gas natural y, por tanto, no comprenden a la central térmica ni a las inversiones en ductos de uso propio.
- Las instalaciones para el suministro de gas natural a la central térmica inician en una estación de regulación y medición, situada dentro del terreno de la central, con una presión en el lado de alta presión de máximo 50 bar y mínimo 30 bar.
- En correspondencia a lo anterior la estación de regulación y medición, se considera que no estará equipada con equipos calentadores del gas natural, para evitar el congelamiento al pasar por las válvulas reguladoras de presión. Igualmente se considera que no será necesario compresores.
- En la estación de regulación y medición, se consideran dos trenes de válvulas y equipos, para facilitar las labores de mantenimiento. Para esta estación se requieren obras civiles, instalaciones mecánicas y tuberías, así como instalaciones eléctricas e instrumentación.
- Se incluye una tubería de alimentación en baja presión, desde la estación de regulación y medición a la unidad turbogas, parcialmente con un tramo enterrado y un tramo superficial.

b) Instalaciones adicionales

Son fundamentalmente las necesarias para garantizar el suministro del diésel 2 en la capacidad requerida para la unidad turbogas de referencia.

Las premisas que se han considerado para la definición de las instalaciones para el suministro del diésel 2, son las siguientes:

- Estación de descarga desde camiones cisterna, lo que comprende plataforma de maniobra de camiones, conexiones especiales para control de derrames, bombas de transferencia e instalaciones eléctricas.
- Tanques de almacenamiento del diésel 2 para una autonomía de 15 días, lo que comprende tanques construidos con planchas y perfiles de acero de calidad estructural bajo normas API y de acuerdo con la reglamentación vigente en el país, así como obras civiles incluyendo muros perimétricos para control de derrames.
- Planta de tratamiento y limpieza del diésel 2, lo que comprende obras civiles, equipamiento mecánico, instalaciones eléctricas e instrumentación.
- Tanque de almacenamiento del diésel 2 limpio, con capacidad de almacenamiento para un día.
- Bombas de transferencia del diésel 2, entre tanques y de tanque diario a la unidad turbogas y sistema de tuberías.

- Sistema contra incendio en el área de tanques, que comprende equipos y tuberías para aplicación de sistema de espuma y sistema de rociadores de agua para enfriamiento de superficies de tanques.

O.2.2 Instalaciones para operar las turbinas con gas natural o diésel 2

Comprende el equipamiento necesario para la operación de la unidad turbogas, con capacidad de cambiar el combustible y poder emplear gas natural o diésel 2.

Las premisas que se han considerado para la definición de las instalaciones para el suministro dual de combustibles a la unidad turbogas, son las siguientes:

- Se considera el empleo de quemadores de tecnología DLN, con las características constructivas para operación dual.
- En la modalidad de operación con diésel 2, se requerirá conexiones para inyección de agua para el control de emisiones de NOx.
- Se incluye además del quemador, tuberías, válvulas e instrumentación para la capacidad de inyección regulada de ambos tipos de combustibles.

De acuerdo con la publicación especializada internacional Gas Turbine World Handbook, para los grupos turbogeneradores equipados para una operación en alternativa dual con petróleo y gas, los precios de los suministros son mayores en aproximadamente 10% respecto a un equipamiento estándar para operación con un solo combustible.

O.2.3 Instalaciones auxiliares

a) Suministro de agua desmineralizada para limpieza del diésel 2

Para el proceso de limpieza del diésel 2 en las unidades centrífugas, se considera la necesidad de agua desmineralizada, a razón de 5% del flujo de combustible líquido tratado.

A partir del caudal determinado se establecen los requerimientos de agua por día de operación. Esta información permite establecer el volumen del tanque de almacenamiento de agua desmineralizada para el abastecimiento de un día.

Complementariamente, se considera infraestructura de bombas de inyección, válvulas, tuberías y conexiones.

b) Suministro de agua desmineralizada para inyección en quemador

Con la finalidad de atenuar las emisiones de NOx en el proceso de combustión con diésel 2 mediante quemadores de tecnología DLN, se considera la necesidad de inyectar agua desmineralizada a razón de 50% del flujo de combustible. Igual que en el caso anterior, el conocimiento de este flujo permite dimensionar el tanque de almacenamiento de agua desmineralizada para un día, el cual puede ser construido de fibra de vidrio o de acero con revestimiento interior.

Complementariamente, también se considera infraestructura de bombas de inyección, válvulas, tuberías y conexiones.

c) Planta para desmineralizar agua

Para poder obtener agua desmineralizada se requiere de una planta de tratamiento de agua DEMIN. Para ello se considera la tecnología de Osmosis Inversa, la cual deberá producir lo suficiente para obtener los requerimientos diarios para la limpieza del combustible líquido y para la inyección al quemador, considerando una operación sólo en horas punta.

d) Abastecimiento de agua cruda

Adicionalmente a las instalaciones correspondientes a la planta DEMIN, se considera tuberías, válvulas y conexiones para el abastecimiento de agua cruda. Las premisas son las siguientes:

- La fuente de agua cruda que alimenta la planta de desmineralización considerada es vía algún proveedor mediante camiones cisterna.
- Se considera una cisterna fija la descarga desde los camiones.
- Bombas de transferencia de agua cruda
- Tanque de almacenamiento construido de acero con una capacidad de 720 m³.
- Se considera obras civiles, obras mecánicas, tuberías, instalaciones eléctricas e instrumentación.

e) Instalaciones para manejo de efluentes

Se producirán los siguientes residuos:

- Borrás en los tanques de almacenamiento de petróleo.
- Lodos provenientes de la planta de tratamiento y limpieza de petróleo diésel 2.
- Aguas de rechazo de la planta desmineralizadora.

Se considera un reservorio de almacenamiento de efluentes, conexiones para la descarga a camiones cisterna y plataforma de maniobra de los camiones.

O.3 Cargo para Unidades Duales de Generación que no integran una Planta de Reserva Fría

Conforme establece el procedimiento, para las unidades duales que no integran una central térmica de Reserva Fría (RF), el Cargo Unitario por Compensación por Seguridad de Suministro (CUCSS) se obtiene como el producto de las unidades calificadas como duales al 31 de marzo de 2025 y el Costo Unitario Eficiente por Dualidad dividido entre la demanda utilizada para el cálculo del Peaje por Conexión al Sistema Principal de Transmisión. En este caso, al contarse con las unidades de generación termoeléctrica de las centrales de Ventanilla, Santa Rosa y Fénix⁵⁸ (que suponen una potencia calificada como dual de 853,694 MW⁵⁹) resulta que el CUCSS para las unidades que no son RF es igual a 0,285 S/ /kW-mes.

O.3.1 Fórmula de actualización

De acuerdo con el Procedimiento, el CUCSS para las unidades que no son RF se actualizará durante la vigencia de la Resolución de Precios en Barra cuando:

- i) Se actualicen los Precios en Barra a nivel generación, en este caso se aplicará el FAPPM⁶⁰, o

⁵⁸ Calificadas como duales mediante Resoluciones N° 2051-2009-OS/GFE, N° 3-2014-OS/GFE y N° 3-2016-OS/DSE/G (para las unidades TG3 y TG4 de la Central Térmica Ventanilla, la unidad TG7 de la Central Térmica Santa Rosa y las unidades TG11 y TG12 de la Central Térmica Fénix).

⁵⁹ Según las potencias efectivas con diesel 2 publicadas en el Sistema de Información del COES (SICOES).

⁶⁰ Factor de Actualización del Precio de la Potencia de Punta aplicable de acuerdo con lo dispuesto por la resolución que fije los Precios en Barra.

- ii) En los casos en que varíen las Unidades Duales reconocidas, en este caso se aplicará un factor que refleje la variación del total de la potencia efectiva de las Unidades Duales.

Para reflejar lo anterior se utilizará la siguiente expresión:

$$CUCSS_{NRF} = CUCSS0_{NRF} \times FAPPM \times DP/DP_0$$

Donde:

CUCSS _{NRF}	:	Cargo Unitario por Compensación por Seguridad de Suministro para las unidades que no son RF.
CUSSS0 _{NRF}	:	0,285 S/ /kW-mes
FAPPM	:	Factor de Actualización del Precio de la Potencia de Punta
DP	:	Potencia efectiva del total de las Unidades Duales al último día útil del mes previo, en MW, de acuerdo con lo publicado en el Sistema de Información del COES.
DPo	:	853,694 MW, de acuerdo con las potencias efectivas de las unidades TG3 y TG4 de la Central de Ventanilla, la unidad UTI5 y TG7 de la Central Santa Rosa y las unidades TG11 y TG12 de la Central Térmica Fénix, las cuales son las únicas unidades calificadas como duales por la División de Supervisión de Electricidad de Osinergmin al 31 de marzo de 2025. Conforme a la información tomada del Sistema de Información del COES (SICOES) a través de su página http://sicoes.coes.org.pe/apppublico/FichaTecnica/FichaTecnica

O.4 Cargo para cada Planta de Reserva Fría

En el artículo 6 del DL-1041, se establece que Osinergmin regulará el pago de una compensación adicional para los generadores eléctricos que operen con gas natural y que tengan equipos o instalaciones que permitan la operación alternativa de su central con otro combustible, denominándose a esto “Compensación por Seguridad de Suministro”.

Posteriormente, el MINEM incorporó disposiciones reglamentarias mediante el Decreto Supremo N° 001-2010-EM (en adelante “DS-001-2010”), en cuyo artículo 1 establece que las centrales eléctricas que presten servicio de Reserva Fría y cuya concesión resulte de procesos conducidos por PROINVERSION, serán remuneradas por la Compensación Adicional por Seguridad de Suministro. En el marco de esta disposición reglamentaria se han adjudicado desde el 2012, contratos de concesión por Reserva Fría en las localidades de Puerto Eten, Talara, Ilo, Pucallpa y Puerto Maldonado.

Sobre el particular, mediante Resolución N° 152-2012-OS/CD se modificó la norma “Procedimiento de Compensación Adicional por Seguridad de Suministro”, que fue aprobada mediante Resolución N° 651-2008-OS/CD, con la finalidad de precisar en ésta la forma como se determinará, actualizará y recaudará el Cargo Unitario por Compensación por Seguridad de Suministro (en adelante “CUCSS”) que, de manera diferenciada, remunerará aquellas centrales adjudicadas por PROINVERSION bajo la modalidad de Reserva Fría, sin que ello afecte la remuneración ya establecida para las restantes unidades duales.

Conforme lo establece el Procedimiento para las unidades que integran una planta de Reserva Fría (RF), se tiene que determinar los cargos CUCSS para las centrales de Reserva Fría que se encuentran en operación o que ingresarán en operación comercial en el periodo de

la presente regulación. En este sentido, corresponde establecer el cargo CUCSS de las Plantas de Reserva Fría de Talara, Ilo, Puerto Eten, Pucallpa y Puerto Maldonado, las que se encuentran en operación comercial.

Al respecto, en los contratos de estas plantas de Reserva Fría con el Estado Peruano se establece una fórmula de reajuste que se aplicará para el precio de potencia ofertado, donde los valores bases se establecerán con las fechas de la POC (POC); de igual manera para la potencia efectiva contratada (MW) se establece un rango de variación de la misma, que la empresa adjudicada deberá definir cuando la unidad ingrese en Operación Comercial conforme lo establecen los Procedimientos Técnicos del COES N° 17 "Determinación de la Potencia Efectiva y Rendimiento de las Unidades de Generación Termoeléctrica" y N° 42 "Régimen Aplicable a las Centrales de Reserva Fría de Generación".

En ese sentido, para los contratos de Reserva Fría de las Plantas Ilo, Talara y Puerto Eten, el precio ofertado tiene la siguiente fórmula de actualización desde la suscripción de sus respectivas adendas, que fueran informadas a Osinergrmin:

$$\text{Precio Ajustado} = \text{Oferta} \times \text{Factor} \times \text{TC}$$

$$\text{Factor} = a \times \frac{IPP_{a3500}}{IPP_0} \times \frac{IPP}{IPP_{a4131}} + b \times \frac{IPM}{IPM_0} \times \frac{TC_0}{TC}$$

Para las Reservas Frías de las Plantas Puerto Maldonado y Pucallpa, los contratos establecen la siguiente fórmula de actualización, vigente desde la fecha de suscripción de sus respectivas adendas:

$$\text{Precio Ajustado} = \text{Precio por Potencia} \times \text{Factor} \times \text{TC}$$

$$\text{Factor} = \frac{IPP_{a3500}}{IPP_0} \times \frac{IPP}{IPP_{a4131}}$$

Donde:

IPP	:	Índice WPSFD4131 (Finished Goods Less Food and Energy), publicado por el Departamento de Trabajo del Gobierno de los Estados Unidos de Norteamérica. Se tomará en cuenta y como valor definitivo, el valor publicado al último día del mes anterior aun cuando éste sea preliminar.
IPP _{a3500}	:	Valor publicado como definitivo del mes de agosto 2015 del índice WPSSOP3500. En tal sentido dicho valor es 193,0.
IPP ₀	:	Valor del Índice WPSSOP3500 a la fecha de la POC, para el primer reajuste.
IPP _{a4131}	:	Valor publicado como definitivo del Índice WPSFD4131 del mismo mes IPP _{a3500} . En tal sentido dicho valor es 193,0.
IPM	:	Índice de Precios al Por Mayor, publicado por el Instituto Nacional de Estadística e Informática del Perú. Se tomará el valor del último mes, publicado en el Diario Oficial El Peruano.
IPM ₀	:	IPM a la fecha de la POC, para el primer reajuste.
TC	:	Tipo de Cambio. Valor por referencia para el dólar de los Estados Unidos de Norteamérica, determinado por la Superintendencia de Banca y Seguros y AFPs del Perú, correspondiente al Tipo de Cambio promedio ponderada venta, 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.
TC ₀	:	TC a la fecha de la POC, para el primer reajuste.

Asimismo, en los mismos contratos se establece que la fórmula de actualización se aplicará con una periodicidad trimestral y cuando el Factor varíe en más de 5% respecto de la última actualización.

O.4.1 Procedimiento de actualización del precio de potencia punta

Para la presente fijación del CUCSS, correspondiente al periodo mayo 2025 – abril 2026, el Factor de las Plantas de Reserva Fría de Ilo, Talara, Eten, Pucallpa y Puerto Maldonado no superan el 5%, respecto a la su última actualización, lo cual se detalla en el Cuadro O.2.

Cuadro O.2. Variación de Factor de Actualización del Precio de Potencia Ofertado

Reserva Fría	POC	a	b	Caso	IPM	IPP (3500)	IPP (4131)	TC	Índice	Variación (%)
Planta Ilo	21/06/2013	0,8	0,2	Base (Actualización Abr-22)	273,987612	193,4	233,5	3,838	1,1959	0,00%
				Última Actualización (Abr-23)	285,599940	193,4	246,2	3,719	1,2653	5,80%
				Acumulado (Mar-25)	277,314646	193,4	255,7	3,728	1,3042	3,07%
Planta Talara	13/07/2013	0,8	0,2	Base (Actualización Abr-22)	273,987612	193,4	233,5	3,838	1,1926	0,00%
				Actualización (Abr-23)	285,599940	193,4	246,2	3,719	1,2618	5,80%
				Acumulado (Mar-25)	277,314646	193,4	255,7	3,728	1,3007	3,08%
Planta Eten	6/06/2015	0,8	0,2	Base (Actualización Abr-22)	273,987612	193,4	233,5	3,838	1,1774	0,00%
				Última Actualización (Abr-23)	285,599940	193,4	246,2	3,719	1,2462	5,84%
				Acumulado (Mar-25)	277,314646	193,4	255,7	3,728	1,2831	2,96%
Planta Pto. Maldonado	28/07/2016	-	-	Base (Actualización Abr-22)	-	-	233,5	-	1,1943	0,00%
				Última Actualización (Abr-23)	-	-	246,2	-	1,2591	5,43%
				Acumulado (Mar-25)	-	-	255,7	-	1,3126	4,25%
Planta Pucallpa	28/07/2016	-	-	Base (Actualización Abr-22)	-	-	233,5	-	1,1943	0,00%
				Última Actualización (Abr-23)	-	-	246,2	-	1,2591	5,43%
				Acumulado (Mar-25)	-	-	255,7	-	1,3126	4,25%

O.4.2 Procedimiento de liquidación y Determinación del Cargo CUCSS

Conforme al artículo 7 de la norma “Compensación Adicional por Seguridad de Suministro”, corresponde realizar una liquidación de cargo CUCSS con la finalidad de garantizar que efectivamente lo recaudado corresponda con lo contratado.

Al respecto, el COES presentó el Informe Técnico COES/D/DO/SME-INF-058-2025 denominado “Compensaciones por Demora en el Arranque, Horas de Mantenimiento Programado Ejecutadas y Compensaciones por Energía no Suministrada Asociadas a las Centrales de Reserva Fría de Generación, periodo enero – febrero 2025”, donde reporta lo siguiente:

1. Las compensaciones por participación en el Mercado de Corto Plazo de las centrales de Reserva Fría, hasta febrero de 2025.
2. Las compensaciones por demora en el arranque y por energía no suministrada de las centrales de Reserva Fría, hasta febrero de 2025.

3. Los montos de recaudación por el Cargo Adicional de Seguridad de Suministro, que fueron transferidos a las centrales de Reserva Fría, hasta febrero de 2025.

Como resultado de esta revisión, más la proyección de recaudación para los meses de marzo a abril de 2025, se obtuvieron los saldos de liquidación correspondiente a las Plantas de Reserva Fría de Talara, Ilo, Puerto Eten, Pucallpa y Puerto Maldonado, los cuales serán incluidos en el cargo CUCSS de estas plantas para el periodo tarifario mayo 2025 – abril 2026, conforme a los Cuadros O.3, O.4, O.5, O.6 y O.7.

Cuadro O.3

CUCSS para la Generación de Reserva Fría – Planta Ilo

Planta Ilo		
Potencia	MW	460
Precio por Potencia - Contrato	USD/MW-mes	9'098
Estimado Mayo 2025 - Abril 2026	S/	184'652'463
Saldo pendiente	S/	-1'076'764
Periodo de Recuperación	meses	12
CUCSS por RF de Ilo	S//kW-mes	2,052

Cuadro O.4

CUCSS para la Generación de Reserva Fría – Planta Talara

Planta Talara		
Potencia	MW	191,82
Precio por Potencia - Contrato	USD/MW-mes	9'861
Estimado Mayo 2025 - Abril 2026	S/	83'462'892
Saldo pendiente	S/	-673'843
Periodo de Recuperación	meses	12
CUCSS por RF de Talara	S//kW-mes	0,925

Cuadro O.5

CUCSS para la Generación de Reserva Fría – Planta Puerto Eten

Planta Eten		
Potencia	MW	230,00
Precio por Potencia - Contrato	USD/MW-mes	9'505
Estimado Mayo 2025 - Abril 2026	S/	96'459'322
Saldo pendiente	S/	-557'593
Periodo de Recuperación	meses	12
CUCSS por RF de Eten	S//kW-mes	1,072

Cuadro O.6

CUCSS para la Generación de Reserva Fría – Planta Pucallpa

Planta Pucallpa		
Potencia	MW	40
Precio por Potencia	USD/MW-mes	11'517
Estimado Mayo 2025 - Abril 2026	S/	20'327'823
Saldo pendiente	S/	-111'091
Periodo de Recuperación	meses	12
CUCSS por RF de Pucallpa	S//kW-mes	0,226

Cuadro O.7

CUCSS para la Generación de Reserva Fría - Planta Puerto Maldonado

Planta Puerto Maldonado		
Potencia	MW	18
Precio por Potencia	USD/MW-mes	14'755
Estimado Mayo 2025 - Abril 2026	S/	11'719'135
Saldo pendiente	S/	-67'315
Periodo de Recuperación	meses	12
CUCSS por RF de Puerto Maldonado	S//kW-mes	0,130

Anexo P: Determinación de Compensación por Generación con Recursos Energéticos Renovables

Con fecha 02 de mayo de 2008, se publicó en el diario oficial El Peruano el DL-1002 que tiene por finalidad promover el aprovechamiento de los Recursos Energéticos Renovables (“RER”) para mejorar la calidad de vida de la población y proteger el medio ambiente, mediante la promoción de la inversión en la producción de electricidad.

Asimismo, mediante el Decreto Supremo N° 050-2008-EM, publicado el 02 de octubre de 2008, se aprobó el Reglamento de la Generación de Electricidad con Energías Renovables (en adelante “Reglamento RER”), que tiene por objeto establecer las disposiciones reglamentarias necesarias para la adecuada aplicación del DL-1002 a fin de promover el desarrollo de actividades de producción de energía eléctrica en base al aprovechamiento de RER.

Al respecto, el artículo 5 del DL-1002 y el artículo 19 del Reglamento RER señalan que al Generador RER Adjudicatario de un proceso de licitación, se le remunera su energía generada vía dos conceptos: i) la valorización de sus inyecciones netas de energía a Costo Marginal de Corto Plazo, y ii) un monto por concepto de Prima, determinado como la diferencia entre la valorización de sus inyecciones netas de energía a la correspondiente Tarifa de Adjudicación de la licitación y la valorización referida en i).

Complementariamente, el artículo 7 del DL-1002 y el artículo 21 del Reglamento RER disponen que Osinergmin establecerá anualmente un Cargo por Prima que pagarán los Usuarios a través del Peaje por Conexión, el cual será calculado sobre la base de la Prima a que se refiere el artículo 19 del Reglamento RER.

Sobre el particular, mediante Resolución N° 001-2010-OS/CD se aprobó la norma “Procedimiento de Cálculo de la Prima para la Generación con Recursos Energéticos Renovables” (en adelante para el presente anexo “Norma”) que detalla el procedimiento a seguir para la determinación de la Prima, la cual fue posteriormente modificada mediante Resolución N° 072-2016-OS/CD.

Por consiguiente, en el marco del DL-1002 y el Reglamento RER, con fechas 12 de febrero y 23 de julio de 2010 se llevaron a cabo la primera y segunda convocatorias de la Primera Subasta de Electricidad con Recursos Energéticos Renovables, respectivamente; asimismo, el 23 de agosto de 2011, el 12 de diciembre de 2013 y el 16 de febrero de 2016 se efectuaron la Segunda, Tercera y Cuarta Subasta de Electricidad con Recursos Energéticos Renovables, respectivamente.

En ese sentido, como parte del Proceso de Fijación de Precios en Barra para el periodo mayo 2024 – abril 2025 y los resultados de la aplicación de la Norma, se determinaron los cargos consignados en la Resolución N° 051-2024-OS/CD y su complementaria Resolución N° 108-2024-OS/CD que se muestran en el Cuadro P.1.

Cuadro P.1

Central	Cargo por Prima S/ /kW-mes
Central Cogeneración Paramonga	0,134
C.H. Santa Cruz II	0,044
C.H. Santa Cruz I	0,037
C.H. Poechos 2	0,058
C.H. Roncador	0,045
C.H. La Joya	0,097

Central	Cargo por Prima S/ /kW-mes
C.H. Carhuaquero IV	0,167
C.H. Caña Brava	0,046
C.T. Huaycoloro	0,120
C.H. Huasahuasi I	0,037
C.H. Huasahuasi II	0,033
C.H. Nuevo Imperial	0,038
Repartición Solar 20T	0,401
Majes Solar 20T	0,405
Tacna Solar 20T	0,506
Panamericana Solar 20T	0,515
C.H. Yanapampa	0,034
C.H. Las Pizarras	0,195
C.E. Marcona	0,269
C.E. Talara	0,354
C.E. Cupisnique	0,821
C.H. Runatullo III	0,150
C.H. Runatullo II	0,068
CSF Moquegua FV	0,203
C.H. Canchayllo	0,000
C.T. La Gringa	0,040
C.E. Tres Hermanas	0,763
C.H. Chancay	0,160
C.H. Rucuy	0,000
C.H. Potrero	0,120
C.H. Yarucaya	0,100
C.S. Rubí	0,241
C.H. Renovandes HI	0,167
C.S. Intipampa	0,032
C.E. Wayra I	0,000
C.B. Huaycoloro II	0,025
C.H. Angel I	0,128
C.H. Angel II	0,145
C.H. Angel III	0,114
C.H. Her	0,007
C.H. Carhuac	0,087
C.H. El Carmen	0,056
C.H. 8 de Agosto	0,105
C.H. Manta I	0,000
C.T. B. Callao	0,016
Total	7,083

Ahora, considerando las liquidaciones de cada central de generación RER, corresponde determinar las Primas que les serán aplicables a estas centrales conforme al procedimiento establecido en la norma.

P.1 Procedimiento de Pago del Suministro con Generación RER

De conformidad con el DL-1002, el Reglamento RER y los contratos suscritos como resultado de las Subastas de Electricidad con Recursos Energéticos Renovables, el régimen de remuneración aplicable a la Generación RER es el siguiente:

1. El Generador RER se compromete a entregar al sistema al menos su Energía Adjudicada (definición 1.4.13 del contrato⁶¹).
2. Al Generador RER se le asegura un Ingreso Garantizado igual al producto de su Tarifa de Adjudicación por su Energía Adjudicada, Cuando las inyecciones netas de energía en un Periodo Tarifario sean menores a la Energía Adjudicada, la Tarifa de Adjudicación será reducida aplicando el Factor de Corrección (definiciones 1.4.15, 1.4.18 y 1.4.36, y numeral 6.2.5 del contrato⁶²).
3. Las inyecciones netas de energía hasta el límite de la Energía Adjudicada, serán remuneradas a la Tarifa de Adjudicación; en tanto que las inyecciones netas de energía en exceso a la Energía Adjudicada se remuneran al correspondiente Costo Marginal de Corto Plazo (numerales 6.2.3 y 6.2.4 del contrato). Al respecto, el artículo 19 del Reglamento RER define que las inyecciones netas de energía son iguales a la diferencia entre la generación menos los retiros de energía por compromisos contractuales que tenga el Generador RER con terceros.
4. Se establecerá una Prima sólo en el caso que lo recaudado por ventas de energía (hasta por la Energía Adjudicada) y por potencia en el Mercado de Corto Plazo sea menor que el Ingreso Garantizado (definición 1.4.13 y numerales 6.2.1 y 6.2.7 del contrato⁶³).
5. Para efectos de la primera determinación de la Prima, la Energía Adjudicada será igual a la alícuota del periodo comprendido desde el inicio del Plazo de Vigencia hasta el fin del respectivo Periodo Tarifario (el cual comprende desde mayo de 2023 hasta abril de 2024).
6. La Tarifa de Adjudicación se actualizará con frecuencia anual que coincidirá con el final del Periodo Tarifario, de acuerdo con la fórmula contenida en el Anexo 4 del contrato.

Todo lo mencionado anteriormente se muestra en las Figuras P.1, P.2, P.3:

⁶¹ **Energía Adjudicada:** Cantidad anual de energía activa expresada en MWh y estipulada en el Contrato que la Sociedad Concesionaria se obliga a suministrar al SEIN a la Tarifa de Adjudicación respectiva.

⁶² **Factor de Corrección:** Es la proporción entre las inyecciones netas de energía más la energía dejada de inyectar por causas ajenas al Generador RER respecto de la Energía Adjudicada. Se aplica cuando su valor es menor a uno (1.0). La energía dejada de inyectar por causas ajenas al Generador RER será determinada según el correspondiente Procedimiento del COES.

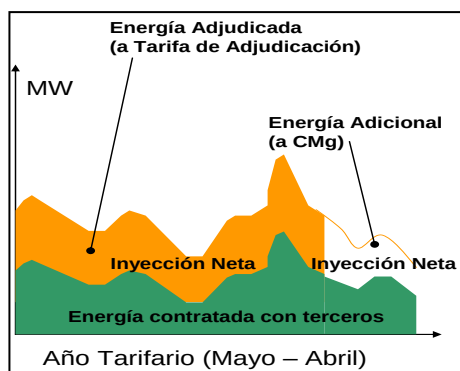
Ingreso Garantizado: Ingreso anual que percibirá la Sociedad Concesionaria por las inyecciones netas de energía hasta el límite de la Energía Adjudicada remuneradas a la Tarifa de Adjudicación. Se aplicará únicamente durante el Plazo de Vigencia de la Tarifa de Adjudicación correspondiente.

Tarifa de Adjudicación: Es la oferta de precio monómico del Adjudicatario. Esta tarifa se le garantiza a cada Adjudicatario por las inyecciones netas de energía hasta el límite de su Energía Adjudicada. Cada Tarifa de Adjudicación tiene carácter de firme y es aplicada durante el Plazo de Vigencia correspondiente, aplicando la fórmula de actualización establecida en las Bases a partir de la POC.

⁶³ **Prima:** Monto que se requiere para que la Sociedad Concesionaria reciba el Ingreso Garantizado, una vez descontados los ingresos netos recibidos por transferencias en el COES. Se aplicará únicamente durante el Plazo de Vigencia de la Tarifa de Adjudicación correspondiente.

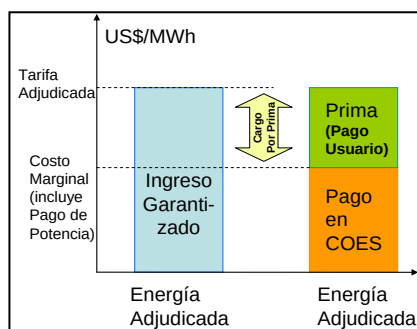
La primera determinación de la Prima se efectuará considerando la proporción de Energía Adjudicada correspondiente a la alícuota del periodo comprendido desde el inicio del Plazo de Vigencia hasta el fin del respectivo Periodo Tarifario.

Figura P.1



Nótese que el cumplimiento de la entrega de la Energía Adjudicada (área anaranjada de la Figura P.1) se efectúa acumulando la energía desde el 01 de mayo hasta como máximo el 30 de abril del correspondiente Año Tarifario; en caso se verifique el cumplimiento antes de finalizado el Año Tarifario, la valorización de las inyecciones netas de energía que se produzcan de ahí en adelante no se toman en cuenta para efectos de la determinación de la Prima.

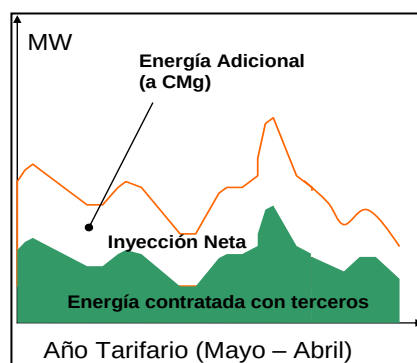
Figura P.2



Es decir, los ingresos totales de un generador RER que opere en el SEIN resultan de la suma de i) Ingreso Garantizado en caso de ser adjudicatario de una Subasta, ii) Ventas de electricidad a terceros (otros generadores, Usuarios Libres o Usuarios Regulados) vía contratos bilaterales y iii) Ventas de energía excedente no contratada ni en subastas ni con terceros en el Mercado de Corto Plazo.

Lo anterior es consistente con el hecho que un Generador RER, de acuerdo con el DL-1002, puede operar en el SEIN sin la necesidad de haber participado de un proceso de Subasta de Electricidad con Recursos Energéticos Renovables. En cuyo caso la Figura P.1, quedaría modificada de la siguiente manera, pues no tendría obligación por Energía Adjudicada y por tanto tampoco tendría derecho a Prima alguna.

Figura P.3



P.2 Modificaciones a la propuesta del COES

Para el presente proceso de regulación de Precios en Barra, se ha considerado la información alcanzada por el COES mediante el Informe COES/D/DO/SME-INF-059-2025, Saldo Mensual por Compensar a la Generación de Electricidad con Recursos Energéticos Renovables (Ejecutado / Estimado) mayo 2024 a abril 2025, el cual fue actualizado posteriormente mediante carta COES/D/DO-164-2025.

En este sentido, la propuesta de estimación de la Prima RER, acorde con lo descrito en la sección R.1, considera los siguientes aspectos:

- 1. Para todos los ingresos por potencia esperados durante el año tarifario, conforme al numeral 6.3.1 del contrato, los pagos por potencia son ingresos a cuenta del Ingreso Garantizado.
- 2. La proyección de los ingresos esperados por Prima RER de las centrales para los meses de marzo 2025 a abril 2025, la cual será actualizada con los datos a ser entregados por el COES en sus informes trimestrales.
- 3. Se ha utilizado preliminarmente el último valor disponible del índice IPP de la serie WPSFD4131 que corresponde al mes de febrero de 2025 (256,617), y será actualizado al valor de abril de 2025.

P.3 Revisión del Cargo por Prima

Para la determinación de los Cargos por Prima de las centrales de generación RER, para el año tarifario mayo 2025 – abril 2026, se han seguido los pasos establecidos en el procedimiento, a saber:

- a) Estimación del Saldo Mensual a Compensar para cada uno de los meses del Periodo Tarifario mayo 2024 – abril 2025 cuyas transferencias en el COES aún no han sido efectuadas.
- b) Liquidación correspondiente a la alícuota de la Energía Adjudicada del Periodo Tarifario mayo 2024 – abril 2025, considerando una proyección de energía para los meses de marzo a abril 2025.
- c) Determinación de la Prima de cada central como la suma actualizada con una tasa anual de 12% de los valores determinados en los literales a), b) y c) precedentes de acuerdo con el artículo 4 de la Norma.
- d) Determinación del Cargo por Prima de cada central como el cociente de la Prima entre la demanda utilizada para determinar el Peaje Unitario por Conexión al Sistema Principal de Transmisión anual. En caso este cargo resulte negativo se hace igual a cero.
- e) El cargo mensual se determina tomando en cuenta los meses de aplicación del cargo.

En este sentido como resultado de esta revisión, se tienen los montos de liquidaciones y de saldo pendiente estimado que se presenta en el Cuadro P.3.

Cuadro P.3

Central	Liquidación (mayo 24 – abril 25) USD	SPE (mayo 25 – abril 26) USD
Cogeneración Paramonga I	26 416,17	3 033 539,17
Ch Santa Cruz II	-81 395,67	1 077 977,95

Central	Liquidación (mayo 24 – abril 25) USD	SPE (mayo 25 – abril 26) USD
Ch Santa Cruz I	-49 873,63	900 055,26
Ch Poechos 2	-696 103,17	2 021 795,27
Ch Roncador	-62 058,70	1 101 464,02
Ch La Joya	-124 012,48	2 337 869,92
Ch Carhuaquero Iv	-97 539,68	3 916 773,99
Ch Caña Brava	-77 519,59	1 131 698,59
Ct Huaycoloro	421 945,78	2 328 919,39
C.H. Huasahuasi I	-93 064,22	930 032,68
C.H. Huasahuasi II	-40 343,79	791 746,74
C.H. Nuevo Imperial	-21 738,16	902 466,22
Reparticion Solar 20t	-136 086,59	9 323 997,22
Majes Solar 20t	-63 149,28	9 347 583,91
Tacna Solar 20t	-199 054,62	11 795 388,68
Panamericana Solar 20T	-238 277,31	12 040 302,15
C.H. Yanapampa	-75 030,19	847 055,60
C.H. Las Pizarras	420 933,43	4 042 585,17
C.E. Marcona	-89 930,08	6 239 059,10
CE Talara	-166 184,43	8 280 949,95
CE Cupisnique	-686 323,94	19 490 025,87
CH Runatullo III	-207 331,97	3 637 083,71
C.H. Runatullo II	-113 272,21	1 667 750,75
CS Moquegua FV	-160 842,90	4 805 066,05
CH Canchayllo	-845 761,55	487 447,19
CT La Gringa V	254 431,01	665 235,64
CE Tres Hermanas	-334 965,21	17 797 020,61
C.H. Chancay	-438 775,42	4 091 984,74
C.H. Rucuy	-2 355 264,95	1 125 395,64
C.H. Potrero	-580 718,98	3 325 127,00
C.H. Yarucaya	-208 314,53	2 502 919,33
C.S. Rubí	-3 271 524,23	8 780 527,67
C.H. Renovandes HI	-121 578,50	3 951 884,09
C.S. Intipampa	-1 384 877,58	2 122 592,69
C.E. Wayra I	-31 063 005,35	1 545 680,01
C.B. Huaycoloro II	91 098,12	486 318,63
C.H. Angel I	-1 140 011,16	4 064 490,98
C.H. Angel II	-758 920,96	4 086 942,12
C.H. Angel III	-1 481 064,65	4 086 518,83
C.H. Her	-248,59	163 571,50
C.H. Carhuac	4 678,33	1 995 335,06
C.H. El Carmen	-138 143,47	1 429 575,13
C.H. 8 De Agosto	-1 047 556,86	3 449 929,00
C.H. Manta I	-2 909 324,54	1 989 782,50
C.T.B. Callao	21 259,98	348 131,29
Total	-50 318 426,30	180 487 596,97

Como resultado se agregará como parte del Peaje por Conexión Unitario al Sistema Principal de Transmisión, como Cargo por Prima lo que se indica en el Cuadro P.4.

Cuadro P.4

Central	Cargo por Prima \$/kW-mes
Central Cogeneración Paramonga	0,134

Central	Cargo por Prima S/ /kW-mes
C.H. Santa Cruz II	0,044
C.H. Santa Cruz I	0,037
C.H. Poechos 2	0,058
C.H. Roncador	0,045
C.H. La Joya	0,097
C.H. Carhuaquero IV	0,167
C.H. Caña Brava	0,046
C.T. Huaycoloro	0,120
C.H. Huasahuasi I	0,037
C.H. Huasahuasi II	0,033
C.H. Nuevo Imperial	0,038
Repartición Solar 20T	0,401
Majes Solar 20T	0,405
Tacna Solar 20T	0,506
Panamericana Solar 20T	0,515
C.H. Yanapampa	0,034
C.H. Las Pizarras	0,195
C.E. Marcona	0,269
C.E. Talara	0,354
C.E. Cupisnique	0,821
C.H. Runatullo III	0,150
C.H. Runatullo II	0,068
CSF Moquegua FV	0,203
C.H. Canchayllo	0,000
C.T. La Gringa	0,040
C.E. Tres Hermanas	0,763
C.H. Chancay	0,160
C.H. Rucuy	0,000
C.H. Potrero	0,120
C.H. Yarucaya	0,100
C.S. Rubí	0,241
C.H. Renovandes HI	0,167
C.S. Intipampa	0,032
C.E. Wayra I	0,000
C.B. Huaycoloro II	0,025
C.H. Angel I	0,128
C.H. Angel II	0,145
C.H. Angel III	0,114
C.H. Her	0,007
C.H. Carhuac	0,087
C.H. El Carmen	0,056
C.H. 8 de Agosto	0,105
C.H. Manta	0,000
C.T. Callao	0,016
Total	7,083

P.4 Liquidación de Saldos del Periodo Tarifario mayo 2024 - abril 2025

A la fecha, se han venido incrementando los saldos por Prima que adeudan las empresas con generacion RER, esto debido a divergencias entre las recaudaciones

por Prima RER proyectados y ejecutados, los cuales a su vez fueron causados por condiciones atípicas del sistema eléctrico como el incremento elevado, no previsto de los costos marginales. Es decir, las empresas percibieron mas ingresos por Prima Rer que el que les correspondía, lo cual les generó saldos negativos que deben ser devueltos. Sin embargo, siendo que los costos marginales elevados vienen sucediendo cada vez con mas frecuencia y estos no pueden ser proyectados con un alto nivel de certeza, los saldos que adeudan las empresas son cada vez mas altos. Por ende, se ve la necesidad de agilizar la liquidación de sus saldos por Cargo Prima RER acumuladas en el periodo tarifario mayo 2024-abril 2025 mediante un pago único. Por consiguiente, se procederá a liquidar tal monto adeudado en la primera actualización del cargo Prima RER del mes de agosto, esto pues a la fecha de publicación del presente informe aún no se cuenta con los saldos reales de los meses de marzo y abril del periodo Tarifario mayo 2024 – abril 2025. Asimismo, este monto no exonera a las empresas de la obligación de realizar el pago aplicando la tasa de interés correspondiente, por lo que el monto total a pagar en una sola cuota del saldo del cargo Prima Rer del periodo tarifario mayo 2024 – abril 2025 deberá ser igual a la suma de las cuotas mensualizadas que se hubiesen dado durante el periodo mayo 2025 – abril 2026 en aplicación del artículo 19 del Decreto Supremo N° 012-2011-EM.

Tener en consideración, que tal liquidación en una sola cuota se realizará a solicitud de las empresas responsables de cada proyecto RER, caso contrario se continuará con la liquidación regular de forma mensualizada.

Anexo Q: Determinación de Compensación Fondo de Inclusión Social Energético

Mediante la Ley N° 29852, publicada el 13 de abril de 2012, se creó, entre otros, el Fondo de Inclusión Social Energético (FISE) como un sistema de compensación energética que permita brindar seguridad al sistema; así como, un esquema de compensación social y de servicio universal para los sectores más vulnerables de la población. Asimismo, mediante Decreto Supremo N° 221-2012-EM, publicado el 9 de junio de 2012, se aprobó el Reglamento de la referida Ley.

Posteriormente, mediante la Ley N° 29969, publicada el 22 de diciembre de 2012, se modificó el numeral 4.3 del artículo 4 de la Ley N° 29852. En dicha modificatoria se dispone que el recargo pagado por los generadores sea compensado mediante un cargo a ser incluido en el peaje del Sistema Principal de Transmisión Eléctrica, administrado y regulado por Osinergmin (en adelante "Peaje Unitario Anual por Compensación FISE").

El monto de compensación reconoce el recargo pagado por los generadores, el cual es equivalente a USD 0,055 por MPC (Miles de Pies Cúbicos) en la facturación mensual de los cargos tarifarios de los usuarios del servicio de transporte de gas natural por ductos, definidos como tales en el Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos.

Al respecto, mediante Resolución N° 151-2013-OS/CD, publicada el 20 de julio de 2013, se aprobó la Norma "Procedimiento de cálculo y liquidación de la compensación a generadores eléctricos por aplicación del recargo FISE en el servicio de transporte de gas natural por ductos" (en adelante "Procedimiento FISE"), que establece el procedimiento para el cálculo y liquidación de la compensación a los generadores eléctricos por aplicación del Recargo FISE en la facturación mensual del servicio de transporte de gas natural por ductos. En ese sentido, en la presente sección se presenta el sustento del valor correspondiente al Peaje Unitario Anual por Compensación FISE, que será aplicable a partir de mayo de 2025.

Q.1 Estimación de los Costos a Compensar

La División de Gas Natural, en su Informe N° 226-2025-GRT ha calculado el Monto Estimado Total a Compensar para el periodo mayo 2025 – abril 2026 el cual asciende a USD 9 417 447 o su equivalente de S/ 34 627 951 considerando el Tipo de Cambio al 31 de marzo de 2025⁶⁴, tal como se muestra en el Cuadro Q.1. Asimismo, incluye un saldo a compensar del periodo mayo 2024 – abril 2025 que asciende a un monto de USD – 256 062 equivalente a S/ – 941 539 considerando el Tipo de Cambio al 31 de marzo de 2025; siendo que el signo negativo indica que es un saldo a recuperar, el cual se encuentra considerado en el Monto Estimado Total a Compensar.

⁶⁴ Tipo de cambio = 3,677 S//USD.

Cuadro Q.1
Monto a Compensar

DESCRIPCION	EGESUR	ENEL	ENGIE	KALLPA	SDF ENERGIA	FENIX POWER	TERMOCHILCA	TERMOSELVA	TOTAL (USD)
Saldo a Compensar (Periodo Mayo 2024 - Abril 2025)	1'287	-327'543	135'771	27'151	4'789	29'951	15'458	-142'927	-256'062
Monto Teórico a Compensar (Periodo Mayo 2025 - Abril 2026)	86'721	1'302'415	2'281'259	3'169'778	136'110	1'592'006	855'541	249'678	9'673'509
Monto Total a Compensar (Periodo Mayo 2025 - Abril 2026) Valores Actualizados al 01/05/2025	88'009	974'872	2'417'030	3'196'929	140'899	1'621'957	870'999	106'751	9'417'447

Q.2 Determinación del Cargo Unitario por Compensación FISE

De acuerdo a lo establecido en el numeral 4.3 del artículo 4 de la Ley N° 29852, el recargo pagado por los generadores eléctricos será compensado mediante un cargo a ser incluido en el peaje del sistema principal de transmisión, denominado Peaje Unitario Anual por Compensación FISE.

El Peaje Unitario Anual por Compensación FISE, se determina como el cociente del Monto a Compensar del Periodo en Evaluación, entre el valor de la máxima demanda del sistema, conforme a la siguiente expresión:

$$PFISE = \frac{MC}{D_{max} \times n \times 1000}$$

Donde:

- PFISE : Peaje Unitario Anual por Compensación FISE en S/ /kW-mes.
- MC⁶⁵ : Monto a Compensar del Periodo en Evaluación, expresado en S/.
- Dmax : Máxima demanda de ventas del año, expresada en MW.
- n : Periodo de regulación de los peajes del Sistema Principal de Transmisión.

Por otro lado, la máxima demanda de ventas, a emplear en el cálculo del Peaje Unitario Anual por Compensación FISE para el periodo mayo 2025 – abril 2026, es 7 456,59 MW.

Como resultado, el Peaje Unitario Anual por Compensación FISE a aplicarse para el periodo 2025 – 2026 resulta 0,387 S//kW-mes.

Q.3 Transferencia del Monto Recaudado

El COES determinará la transferencia del Monto Recaudado por aplicación del Peaje Unitario Anual por Compensación FISE, considerando las proporciones indicadas en el Cuadro Q.2.

Cuadro Q.2

Empresa a Compensar	Proporción de reparto
Egesur	0,93%
Orygen Perú (Ex Enel Generación)	10,35%

⁶⁵ El Monto a Compensar del Periodo en Evaluación incluye los saldos generados en cada liquidación. Para la presente regulación se considera la liquidación desde mayo de 2024 hasta abril de 2025, según el Informe N° 226-2025-GRT de la División de Gas Natural, el saldo es de USD - 256 062. El signo negativo significa que dicho monto se encuentra en poder de los generadores eléctricos.

Empresa a Compensar	Proporción de reparto
Engie Energía del Perú	25,67%
Kallpa Generación	33,95%
SDF Energía	1,50%
Fenix Power Perú	17,22%
Termochilca	9,25%
Termoselva	1,13%
Total a Compensar	100,0%

Q.4 Reajuste

Con la finalidad de establecer un equilibrio entre el costo total incurrido y el monto transferido a las empresas, producto de la Compensación por el recargo FISE, el Reajuste se efectuará de manera trimestral de acuerdo a los criterios establecidos en los numerales 7.1 y 7.2 del Procedimiento FISE.

Anexo R: Confiabilidad de la Cadena de Suministro Eléctrico

El Decreto Supremo N° 044-2014-EM (en adelante "DS-044"), publicado el 17 de diciembre de 2014, establece disposiciones orientadas a brindar confiabilidad a la cadena de suministro de energía ante situaciones temporales de falta de capacidad de producción o de transmisión, en el contexto de la Ley N° 29970, para asegurar así el abastecimiento oportuno de energía.

Para este fin, el DS-044 fijó un mecanismo que inicia a partir de la declaración de emergencia eléctrica o graves deficiencias del servicio eléctrico por falta de capacidad de producción y/o transporte, por un plazo determinado. La declaración de emergencia es implementada por el MINEM (en adelante "MEM") mediante Resolución Ministerial e incluye la definición de las medidas temporales a implementar y el plazo de las mismas; así como, la determinación de la empresa pública que implementará estas medidas.

De acuerdo con este mecanismo de emergencia la empresa pública designada para la ejecución de las medidas temporales establecidas, será la responsable de ejecutar los procesos de contratación correspondientes. Asimismo, estos procesos de contratación deberán ser llevados de conformidad con la legislación de la materia, y de conformidad con los procedimientos aprobados por Osinergmin.

Adicionalmente, el DS-044 establece la creación de un cargo por confiabilidad de la cadena de suministro, que será asumido por toda la demanda del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN). Este cargo se utilizará para cubrir los costos totales, incluyendo los costos financieros que se incurran en la implementación de las medidas temporales que incrementen o restituyan la seguridad del suministro de electricidad. Se indica además que en la determinación de este cargo se deberán descontar los ingresos temporales por prestaciones de servicios resultantes y/o compensaciones que tengan lugar, de conformidad con la normatividad aplicable.

En ese sentido, mediante la Resolución N° 140-2015-OS/CD, se publicó el procedimiento "Compensación por Cargo de Confiabilidad de la Cadena de Suministro de Energía" (en adelante "Procedimiento").

R.1 Costos a Compensar

1. Situación de Grave Deficiencia del Sistema Eléctrico Subestación Independencia

La Empresa de Generación Eléctrica del Sur S.A. (Egesur), en el marco de la Resolución Ministerial N° 276-2019-MINEM/DM que declaró en situación de grave deficiencia eléctrica al Sistema Eléctrico Subestación Independencia, por falta de capacidad de generación y/o transporte, para efectos de lo dispuesto en el DS-044, Egesur ha presentado:

- Mediante carta C-G-0513-2021/EGS, Egesur remitió el Contrato N° 006-2021-EGESUR firmado por Egesur y el Consorcio conformado por Habilis S.A. y Generation Solutions Perú S.A.C. cuya principales cláusulas son:
 - Monto contractual de USD 3 551 328,00 por el servicio, tributos, seguros, transporte, inspecciones, pruebas y de ser el caso gastos laborales de acuerdo a la normativa vigente, así como cualquier otro costo que pueda tener incidencia en la ejecución del servicio.

- El monto contractual se realizará en diez (10) pagos mensuales por USD 355 132, 80, a partir de la operación comercial del transformador.
- Mediante carta C-G-1245-2021/EGS, Egesur remitió información sobre la Contratación de Asesoría Técnica por el monto de S/ 30 000. Dicha información fue revisada por la División de Supervisión de Electricidad.
- Carta C-G-1461-2022/EGS del 20 de setiembre de 2022, Egesur remite el sustento de los gastos incurridos a agosto de 2022. Dicha información fue revisada por la División de Supervisión de Electricidad.
- El 27 de setiembre de 2022, con Oficio N° 973-2022-OS-GSE-DSE/SGE, la DSE remitió observaciones a 3 facturas reportadas mediante la carta de Egesur.
- El 27 de setiembre de 2022, con Oficio N° 974-2022-OS-GSE-DSE/SGE, la DSE solicitó a Consorcio Habilis S.A. – Generation Solutions Peru S.A.C. la copia de las facturas pagadas a la fecha.
- El 4 de octubre de 2022, con Carta S/N Consorcio Habilis S.A. – Generation Solutions Peru S.A.C. remitió al Osinergrmin el reporte de pagos recibidos y las facturas emitidas.
- El 7 de octubre de 2022, con Carta C-C-020-2022, Egesur envió la subsanación de observaciones del Osinergrmin a la Carta C-G-1461-2022/EGS.
- El 14 de octubre de 2022, con Oficio N° 1051-2022-OS-GSE-DSE/SGE, Osinergrmin solicitó a Egesur completar la información remitida con las cartas C-G-1461-2022/EGS y C-C-020-2022.
- Mediante carta N° C-C-038-2022/EGS, Egesur envió la subsanación de observaciones del Osinergrmin correspondiente al Oficio N° 1051-2022-OS-GSE-DSE/SGE.
- Mediante carta N° C-C-066-2022/EGS, Egesur remite el sustento de los gastos incurridos a octubre de 2022. Dicha información fue revisada por la División de Supervisión de Electricidad.
- Con Oficio N° 1096-2022-OS-GSE-DSE/SGE se solicita a Egesur la presentación de una copia de la factura N° F001-00011457, necesaria para la supervisión de los costos incurridos informados en la carta N° C-C-066-2022/EG.
- Con carta N° C-G-1804-2022/EGS da respuesta al Oficio N° 1096-2022-OS-GSE-DSE/SGE.
- Mediante carta N° C-C-104-2022/EGS, Egesur remite el sustento de los gastos incurridos a noviembre de 2022. Dicha información fue revisada por la División de Supervisión de Electricidad.
- Mediante carta N° C-C-028-2023/EGS, Egesur remite el sustento de los gastos incurridos a diciembre de 2022. Dicha información fue revisada por la División de Supervisión de Electricidad.
- Mediante carta N° C-C-062-2023/EGS, Egesur remite el sustento de los gastos incurridos a enero de 2023. Dicha información fue revisada por la División de Supervisión de Electricidad.
- La DSE mediante los Informes Técnicos DSE-SGE-299-2022, DSE-SGE-334-2022, DSE-SGE-341-2022, DSE-SGE-35-2023 y DSE-SGE-42-2023, presenta el resultado de la supervisión de los costos incurridos por Egesur correspondiente al periodo mayo 2022 – enero 2023.

- Mediante carta N° C-C-114-2023/EGS, Egesur remite el sustento de los gastos incurridos a marzo de 2023. Dicha información fue revisada por la División de Supervisión de Electricidad, remitiendo el Informe Técnico DSE-SGE-86-2023.
- Mediante carta N° C-C-132-2023/EGS, Egesur remite el sustento de los gastos incurridos a abril de 2023. Dicha información fue revisada por la División de Supervisión de Electricidad, remitiendo el Informe Técnico DSE-SGE-103-2023.
- Mediante carta N° C-C-171-2023/EGS, Egesur remite el sustento de los gastos incurridos a mayo de 2023. Dicha información fue revisada por la División de Supervisión de Electricidad, remitiendo el Informe Técnico DSE-SGE-134-2023.
- Mediante carta N°CC-081-2023/EGS, Egesur remite el sustento de los gastos incurridos a febrero de 2023. Dicha información fue revisada por la División de Supervisión de Electricidad, remitiendo el Informe Técnico DSE-SGE-169-2023.

Asimismo, se emitió la Resolución Ministerial N° 304-2022-MINEM/DM, en el marco de la Resolución Ministerial N° 276-2019-MINEM/DM que declaró en situación de grave deficiencia eléctrica al Sistema Eléctrico Subestación Independencia, ampliando el periodo de declaración de grave deficiencia de dicho sistema como máximo hasta el 10 de setiembre 2023, o hasta que la S.E. Chincha Nueva 220/60 kV u otra instalación equivalente sea POC, si esto ocurriera antes de dicha fecha. Egesur ha presentado adicionalmente la siguiente información:

- Mediante carta C-G-0008-2023/EGS, Egesur remitió la primera adenda al Contrato N° 006-2021-EGESUR, que modifica el plazo de operación hasta el 20 de marzo de 2023.
- Mediante carta C-C-0071-2023/EGS, Egesur informó que en el marco de la Resolución Ministerial N° 304-2022-MINEM/DM, viene gestionando la contratación de una prestación adicional cuyo monto de alquiler mensual por el periodo de prórroga es de USD 177 000,00
- Mediante carta C-G-0336-2023/EGS, Egesur remitió la segunda adenda al Contrato N° 006-2021-EGESUR, que modifica el plazo de operación hasta el 20 de agosto de 2023, confirmando el monto de alquiler mensual de USD 177 000,00.
- Mediante carta C-C-0261-2023/EGS, Egesur remitió el contrato complementario al Contrato N° 006-2021-EGESUR, que modifica el plazo de operación hasta el 10 de setiembre de 2023 por un monto de USD 123 900,00.

De acuerdo con el artículo 6 del Procedimiento Cargo de Confiabilidad, los Costos Totales Incurridos serán los informados por las empresas estatales mediante informes mensuales que detallen todos los gastos realizados por la implementación de las medidas de emergencia, incluyendo los costos financieros.

- Mediante carta N° C-C-0204 -2023/EGS, Egesur remite el sustento de los gastos incurridos a junio de 2023. Dicha información fue revisada por la División de Supervisión de Electricidad, remitiendo el Informe Técnico DSE-SGE-239-2023.
- Mediante carta N° C-C-0233-2023/EGS, Egesur remite el sustento de los gastos incurridos a julio de 2023. Dicha información fue revisada por la División de Supervisión de Electricidad, remitiendo el Informe Técnico DSE-SGE-238-2023.
- Mediante carta N° C-C-0261-2023/EGS, Egesur remite el sustento de los gastos incurridos a agosto de 2023. Dicha información fue revisada por la División de Supervisión de Electricidad, remitiendo el Informe Técnico DSE-SGE-277-2023.

- Mediante carta N° C-C-0289-2023/EGS, Egesur remite el sustento de los gastos incurridos a setiembre de 2023. Dicha información fue revisada por la División de Supervisión de Electricidad, remitiendo el Informe Técnico DSE-SGE-308-2023.
- Mediante carta N° C-C-0315-2023/EGS, Egesur remite el sustento de los gastos incurridos a octubre de 2023. Dicha información fue revisada por la División de Supervisión de Electricidad, remitiendo el Informe Técnico DSE-SGE-310-2023.
- Mediante carta N° C-C-0355-2023/EGS, Egesur remite el sustento de los gastos incurridos a noviembre de 2023. Dicha información fue revisada por la División de Supervisión de Electricidad, remitiendo el Informe Técnico DSE-SGE-327-2023.

Por otra parte, mediante carta N° C-G-1526-2023/EGS, Egesur informa que el transformador de potencia instalado en la SET Independencia en el marco de su contrato de alquiler, aún se encuentra pendiente de retiro debido a los trámites para el cumplimiento de la Declaración de Impacto Ambiental, y que una vez aprobados, se realizara el desmontaje y retiro de las instalaciones correspondientes.

Asimismo, mediante carta N° C-C-054-2024/EGS, Egesur ha presentado información adicional respecto a los costos incurridos, la cual se encuentra en evaluación por parte de la DSE, y cuyos resultados serán incluidos en las correspondientes actualizaciones trimestrales del cargo de corresponder.

Al respecto, una vez culminado este proceso DSE efectuará la liquidación final correspondiente, debido a que aún se encuentra pendiente el retiro del transformador, así como el cierre del contrato de alquiler.

2. Situación de Grave Deficiencia del Sistema Eléctrico Subestación Yurimaguas

La empresa Electro Oriente S.A. es la responsable de implementar generación térmica en la zona de Yurimaguas, en el marco de la Resolución Ministerial N° 096-2022-MINEM/DM que declaró en situación de grave deficiencia eléctrica al Sistema Eléctrico Subestación Yurimaguas para el periodo marzo 2022 – junio 2023, plazo que fue ampliado hasta el 07 de noviembre de 2023 mediante Resolución Ministerial N° 274-2023-MINEM/DM, por falta de capacidad de generación y/o transporte. Dicha empresa para efectos de lo dispuesto en el DS-044, ha presentado:

- El Contrato N° G-96-2022 firmado por Electro Oriente y AGREKKO PERÚ S.A.C. por el alquiler de la CTE Yurimaguas de 3 MW, cuyas principales cláusulas son:
 - Monto contractual máximo de USD 1 603 233,58 por el costo servicio, tributos, seguros, transporte, inspecciones, pruebas y de ser el caso gastos laborales de acuerdo con la normativa vigente, así como cualquier otro costo que pueda tener incidencia en la ejecución del servicio, cuya vigencia es hasta el 18 de junio de 2023.
- El Contrato N° G-209-2023 firmado por Electro Oriente y AGREKKO PERÚ S.A.C. por el alquiler de la CTE Yurimaguas de 3 MW, por la ampliación de la situación de grave deficiencia eléctrica al Sistema Eléctrico Subestación Yurimaguas, cuyas principales cláusulas son:
 - Monto contractual de USD 415 058,92 por el costo servicio, tributos, seguros, transporte, inspecciones, pruebas y de ser el caso gastos laborales de acuerdo con la normativa vigente, así como cualquier otro costo que pueda tener incidencia en la ejecución del servicio, cuya vigencia es hasta el 07 de noviembre de 2023, en virtud del plazo indicado en la Resolución Ministerial N° 274-2023-MINEM/DM o entregada la energía prevista de 828 MWh; siendo

los precios unitarios de la componente de potencia de USD 3 520,00 por día, y de la componente de energía de USD 12,39 por MWh.

- Mediante carta G-279-2023, Electro Oriente remitió los costos incurridos hasta el 31/12/2022, incluye un enlace para acceder a toda la información, copia de contratos, ordenes de servicio y/o facturas y liquidaciones respecto de la Resolución Ministerial N° 096-2022-MINEM/DM.
 - La DSE mediante el Informe Técnico DSE-SGE-175-2023, presenta el resultado de la supervisión de los costos incurridos por Electro Oriente correspondiente al periodo mayo 2022 – diciembre 2022.
- Mediante carta G-518-2023, Electro Oriente remitió los costos incurridos desde enero 2023 hasta el 18 de junio de 2023, que incluye un enlace para acceder a la información, copia de contratos, ordenes de servicio y/o facturas y liquidaciones respecto de la Resolución Ministerial N° 096-2022-MINEM/DM.
 - La DSE mediante el Informe Técnico DSE-SGE-300-2023, presenta el resultado de la supervisión de los costos incurridos por Electro Oriente correspondiente al periodo enero 2023 al 18 de junio 2023.

Por otra parte, mediante Resolución Ministerial N° 434-2023-MINEM/DM, el MINEM amplió la situación de grave deficiencia del servicio eléctrico de la subestación Yurimaguas, declarado en la Resolución Ministerial N° 274-2023-MINEM/DM, como máximo hasta el 07 de setiembre de 2024 o hasta la fecha en que el proyecto “Línea de Transmisión en 60 kV S.E. Pongo de Caynarachi – S.E. Yurimaguas y Subestaciones”, u otra instalación equivalente sea POC, si esto ocurriera.

Al respecto, mediante carta N° G-77-2024 Electro Oriente informa que contó con el arrendamiento de generación adicional de 3 MW hasta enero 2024, para lo cual adjunta la adenda efectuada al contrato G-209-2023 firmado por Electro Oriente y AGREKKO PERÚ S.A.C.

De lo informado por DSE (DSE), Electro Oriente ha presentado el contrato G-128-2024, mediante el cual realiza una nueva contratación de generación adicional, siendo considerado en la proyección de costos en el marco de la Resolución Ministerial N° 434-2023-MINEM/DM.

Asimismo, la DSE evaluó la información presentada por Electro Oriente mediante carta N° G-1535-2024 correspondiente al periodo del 19 de junio 2023 al 31 de enero 2024. De la revisión de la información reportada, se encontró observaciones por parte de la supervisión, por lo cual mediante Oficio N° 1586-2024-OS-DSE dicha división solicitó a Electro Oriente mayor información y el levantamiento de observaciones.

En ese sentido, mediante carta N° GS-2530-2024 dicha empresa responde al citado Oficio, adjuntando mayor información. En atención a ello, la DSE mediante el Informe Técnico DSE-SGE-23-2025, presenta el resultado de la supervisión de los costos incurridos por Electro Oriente correspondiente al periodo inicial del 19 de junio 2023 al 31 de enero 2024.

Considerando la información disponible reportada por DSE hasta el cierre del presente informe, se han considerado los costos proyectados y los ingresos estimados por ventas de energía tomando como referencia el Precio a Nivel Generación.

3. Situación de Grave Deficiencia del Sistema Eléctrico asociado al eje Trujillo Sur, Huaca del Sol, Virú y Chao en 60 kV

En el marco de la Resolución Ministerial N° 090-2023-MINEM/DM que declaró en situación de grave deficiencia eléctrica al Sistema Eléctrico asociado al eje Trujillo Sur, Huaca del Sol, Virú y Chao en 60 kV, por falta de capacidad de transporte, se le asigna a la empresa Hidrandina S.A. efectuar la implementación de medidas temporales, relacionadas a la contratación de capacidad de generación de emergencia, siendo el plazo de declaración de la situación hasta la puesta en servicio del proyecto Subestación Chao Temporal 220/60 kV prevista como máximo hasta el 30 de setiembre 2024.

Al respecto, de lo informado por DSE, la empresa Hidrandina ha informado mediante carta N° HDNA-GR/CF-0124-2024, el contrato GA/L-015-2024 celebrado entre dicha empresa y el CONSORCIO AGREKKO por el alquiler de la CTE Chao, cuya operación una vez puesta en servicio culminaría el 30 de setiembre de 2024. Con relación a ello, Hidrandina ha presentado la siguiente información:

- Mediante carta N° HDNA-GR/CF-0575-2024, Hidrandina remite el sustento de los gastos incurridos de manera parcial del periodo de diciembre de 2023 a junio 2024. Dicha información fue revisada por la División de Supervisión de Electricidad, remitiendo el Informe Técnico DSE-SGE-149-2024.
- Mediante carta N° HDNA-GR/CF-0695-2024, Hidrandina remite el sustento de los gastos incurridos e ingresos por ventas de energía a junio 2024; asimismo, mediante cartas N° HDNA-GR/CF-0798-2024 y N° HDNA-GR/CF-0927-2024, Hidrandina remite el sustento de los gastos incurridos e ingresos por ventas de energía a agosto 2024. Dicha información fue revisada por la División de Supervisión de Electricidad, remitiendo el Informe Técnico DSE-SGE-149-2024, y el Informe Técnico DSE-SGE-214-2024.
- Mediante carta N° HDNA-GR/CF-1050-2024, Hidrandina presentó el sustento de los gastos incurridos e ingresos por ventas de energía correspondiente al mes de setiembre 2024. Dicha información fue revisada por la División de Supervisión de Electricidad, remitiendo el Informe Técnico DSE-SGE-250-2024.

Asimismo, mediante la Resolución Ministerial N° 268-2024-MINEN/DM y la Resolución Ministerial N° 332-2024-MINEN/DM se extendió el plazo de la situación de grave deficiencia de la Resolución Ministerial 09-2023-MINEM/DM a partir del 01/10/2024; en vista de ello, Hidrandina ha presentado la siguiente información:

- Mediante carta N° HDNA-GR/CF-1205-2024, Hidrandina presentó el sustento de los gastos incurridos e ingresos por ventas de energía correspondiente al mes de octubre 2024. Dicha información fue revisada por la División de Supervisión de Electricidad, remitiendo el Informe Técnico DSE-SGE-273-2024.

Por su parte, Hidrandina mediante carta N° HDNA-GR/CF-1181-2024 del 15 de noviembre de 2024, informó la celebración de una adenda al contrato GA/L-015-2024 celebrado entre dicha empresa y el CONSORCIO AGREKKO por el alquiler de la CTE Chao, la cual incluye un incremento en el monto contractual por prestaciones adicionales; asimismo, Hidrandina en su carta indica que en el contexto de la Resolución N° 268-2024-MINEM/DM vio la necesidad de prorrogar la contratación para operar la Central Térmica de Emergencia Chao hasta el 30 de noviembre de 2024.

Adicionalmente, Hidrandina ha presentado la siguiente información:

- Mediante cartas N° HDNA-GR/CF-1329-2024, N° HDNA-GR/CF-0076-2025 y HDNA-GR/CF-0329-2025, Hidrandina remite el sustento de los gastos incurridos. Dicha

información se encuentra en evaluación por parte de la División de Supervisión de Electricidad (DSE).

Por otra parte, Hidrandina para la etapa de prepublicación alcanzó contrataciones adicionales de la generación adicional, con lo cual se sustentaba su operación hasta la quincena de febrero 2025, siendo que para la presente etapa de publicación adicionalmente remitió la información de sus contrataciones para la operación hasta el año 2026, correspondiente al contrato GA/L-037-2025; en ese sentido se ha considerado la proyección de la generación estimada en base a dichas contrataciones, cuyos costos incurridos a ser reconocidos serán determinados por la División de Supervisión de Electricidad, en los siguientes Informes Técnicos de evaluación de la información que proporcione Hidrandina respecto a su ejecución.

Considerando la información disponible reportada por DSE, se han considerado los costos proyectados y los ingresos estimados por ventas de energía tomando como referencia el Precio a Nivel Generación.

4. Situación de Grave Deficiencia del Sistema Eléctrico Bagua – Jaén – San Ignacio

Electro Oriente en el marco de la Resolución Ministerial N° 227-2024-MINEM/DM, que declaró en situación de grave deficiencia del servicio eléctrico al Sistema Bagua – Jaén – San Ignacio como máximo hasta el 30 de marzo de 2025, presentó mediante carta N° G-1280-2024 copia del Oficio SIED Nro. 178-2024/G/ELOR, presentado al FONAFE, en el cual sólo se detallan las acciones que se encuentran llevando a cabo para el cumplimiento de lo establecido en la citada resolución.

Al respecto, la implementación de las acciones que viene llevando a cabo la empresa se encuentra en evaluación como parte de las actividades de supervisión por parte de la DSE. En ese sentido, una vez que la DSE remita la evaluación de costos incurridos que efectúe dicha concesionaria de ser el caso, se incorporará en el cargo correspondiente.

R.2 Determinación del Cargo Unitario

El Cuadro R.1 muestra el cargo unitario aplicable para el periodo de mayo 2025 a abril 2026 considerando los montos contractuales informados y la proyección de la operación esperada de la generación térmica asociada según lo informado hasta el cierre del presente informe, así como los últimos informes sobre los costos incurridos determinados por la DSE.

Cuadro R.1

A compensar a Electro Oriente (S/)	91 342
A compensar a Hidrandina (S/)	73 508 135
Total a Compensar (S/)	73 599 477
Máxima Demanda Ventas (MW)	7 456,591
Periodo de Recuperación (meses)	12
Cargo Unitario CCSE (S//kW-mes)	0,823

En conclusión, para los siguientes 12 meses, se deberá compensar el monto de S/ 73 599 477 de los cuales el 99,9 % corresponde a la empresa Hidrandina S.A. y el 0,1 % corresponde a Electro Oriente por la atención de la grave deficiencia declarada en Yurimaguas.

Anexo S: Determinación de Compensación por Capacidad de Generación Eléctrica

En el artículo 1 de la Ley 29970, se establece que, a fin de incrementar la confiabilidad en la producción y transporte de energía, el MINEM, en uso de sus facultades, considera como principio para afianzar la seguridad en el suministro eléctrico, la desconcentración geográfica de la producción de energía y la mayor capacidad de la producción respecto a la demanda (margen de reserva).

Con relación a ello, el MINEM aprobó el Reglamento que Incentiva al Incremento de la Capacidad de Generación Eléctrica, mediante el Decreto Supremo N° 038-2013-EM (en adelante “DS-038-2013”), que estableció lo siguiente: i) se realizarán subastas para nueva capacidad de generación; ii) estas subastas serán convocadas y conducidas por PROINVERSION; iii) como resultado de estas subastas, los adjudicatarios suscribirán un contrato de capacidad con el MINEM por un plazo máximo de 20 años; y iv) la remuneración garantizada de estos adjudicatarios será pagada como la suma de: a) el ingreso de potencia que establece el artículo 47° de la Ley de Concesiones Eléctricas y b) los ingresos provenientes del Cargo por Capacidad de Generación Eléctrica que será incorporado en el Peajes Unitario por Conexión al Sistema Principal de Transmisión.

En el marco de esta disposición reglamentaria, en el 2013 se llevó a cabo el concurso público internacional para promover la Inversión Privada en el Proyecto: “Nodo Energético en el Sur del Perú” conducido por PROINVERSION, donde resultaron los contratos de compromiso de inversión de Samay I S.A. con la Planta N° 1 en la Región Arequipa (C.T. Puerto Bravo) y ENGIE Energía Perú S.A. con la Planta N° 2 en la Región Moquegua (C.T. NEPI).

Finalmente, Osinergrmin aprobó el Procedimiento “Cargo por Capacidad de Generación Eléctrica” donde se establece la forma cómo se calcularán los Cargos Unitarios de Capacidad de Generación Eléctrica (CUCGE) correspondientes a los proyectos del Nodo Energético en el Sur del Perú, mediante la Resolución N° 073-2016-OS/CD.

S.1 Fórmula de actualización

De conformidad con los contratos de compromiso de los proyectos del Nodo Energético en el Sur del Perú, los precios ofertados tienen la siguiente fórmula de actualización:

$$\text{Precio Ajustado} = \text{Oferta} \times \text{Factor} \times TC$$

$$\text{Factor} = a \times \frac{IPP}{IPP_0} + b \times \frac{IPM}{IPM_0} \times \frac{TC_0}{TC}$$

Donde:

IPM	:	Índice de Precios al Por Mayor, publicado por el Instituto Nacional de Estadística e Informática. Se tomará el valor del último mes, publicado en el Diario Oficial El Peruano.
IPM ₀	:	IPM a la fecha de POC (POC), para el primer reajuste.
IPP	:	Índice de Precios “Finished Goods Less Food and Energy”, Serie WPSFD4131 publicado por el Bureau of labor Statistic del US Department of Labor de los Estados Unidos.
IPP ₀	:	IPP a la fecha de POC (POC), para el primer reajuste.
TC	:	Tipo de Cambio. Valor de referencia para el dólar de los Estados Unidos de América, determinado por la Superintendencia de Banca y Seguros y AFPs del

Perú, correspondiente al Tipo de Cambio promedio ponderada venta 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.

TC₀ : TC a la fecha de POC (POC), para el primer reajuste.

Asimismo, en los mismos contratos se establece que la fórmula de actualización se aplicará con una periodicidad trimestral y cuando el Factor varíe en más de 5% respecto de la última actualización.

S.2 Cálculo del CUCGE

Para el presente periodo tarifario, se considera la C.T. Puerto Bravo de la empresa Samay I S.A. (cuya POC fue el 26 de mayo de 2016) y la CT NEPI de la empresa ENGIE Energía Perú S.A. (cuya POC fue el 22 de octubre de 2016). Por lo que corresponde establecer los cargos CUCGE para ambas plantas, los cuales se aplicarán en el periodo tarifario mayo 2025 – abril 2026.

Las premisas consideradas para el cálculo de los cargos CUCGE son las siguientes:

- Para la Potencia Adjudicada de cada planta, se está tomando el valor informado por las empresas, o el máximo permitido por sus respectivos contratos.
- Para los precios de cada central, se está tomando el precio ofertado. Los reajustes de los precios se realizarán posteriormente, conforme lo establecen sus respectivos contratos.
- Para el ingreso esperado de Potencia Firme de estas centrales, se ha realizado una estimación de los ingresos por potencia en base a la máxima demanda pronosticada para el periodo mayo 2024 – abril 2025 y la oferta del SEIN.
- El Tipo de Cambio de 3,677 S//USD, correspondiente al valor del 31 de marzo de 2025.
- Para el ingreso por potencia y montos recaudados se tomará en cuenta la información reportada por el COES hasta el 31 de marzo de 2025.
- Para el periodo tarifario mayo 2025 – abril 2026 se descontará al Ingreso Garantizado las penalidades contabilizadas durante el periodo tarifario mayo 2024 – abril 2025, siempre que corresponda, tal como lo establecen los Contratos. Estas penalidades son las reportadas por el COES, trimestralmente, tal como lo indica el numeral 5.1.2 del Procedimiento Técnico del COES N° 27 “Régimen aplicable a las Centrales de Generación del Nodo Energético en el Sur del Perú”.

Finalmente, se tiene los resultados que se presentan en los Cuadros S.1 y S.2.

Cuadro S.1
CUCGE para la CT Puerto Bravo

CT Puerto Bravo		
Potencia Adjudicada	MW	600
Precio por Potencia - Contrato	USD/MW-mes	8'586,50
Remuneración Mayo 2025 - Abril 2026	S/	227'322'436
Saldo pendiente	S/	-671'096
Ingreso de Potencia Mayo 2025 - Abril 2026	S/	0
Periodo de Recuperación	meses	12
CUCGE - NES Puerto Bravo	S/ /kW-mes	2,533

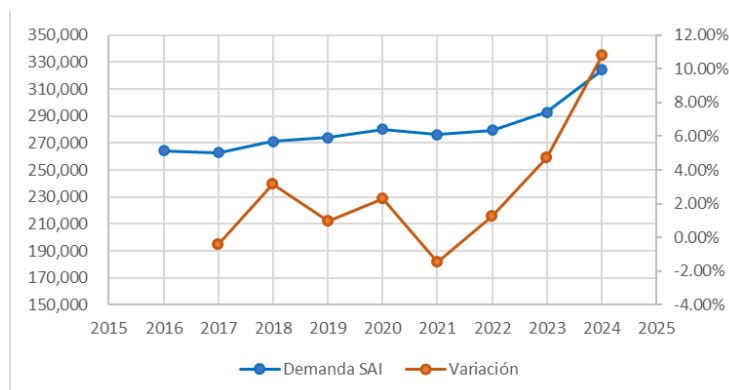
Cuadro S.2
CUCGE para la CT NEPI

CT NEPI		
Potencia Adjudicada	MW	600
Precio por Potencia - Contrato	USD/MW-mes	7'135,18
Remuneración Mayo 2025 - Abril 2026	S/.	188'899'609
Saldo pendiente	S/.	-7'079'704
Ingreso de Potencia Mayo 2025 - Abril 2026	S/.	0
Periodo de Recuperación	meses	12
CUCGE - NES Ilo	S/ /kW-mes	2,032

Anexo T: Margen de Reserva del Sistema Aislado Iquitos

1. Evolución de la Demanda del Sistema Aislado Iquitos (SAI)

El Sistema Aislado Iquitos en los últimos años presenta un crecimiento considerable de 3,9% en promedio, sin considerar la variación del año 2020, esto último debido a la Pandemia del COVID. Por tal motivo, se considera pertinente evaluar la confiabilidad del SAI teniendo en cuenta que la concesionaria Electro Oriente S.A. deba tomar las previsiones del caso, a fin de garantizar el suministro del SAI.



2. Margen de Reserva (MR)

2.1 Criterios

2.1.1 Generales

Los criterios de planeamiento de la generación en sistemas eléctricos de potencia están centrados en dos aspectos:

- **Confiabilidad del Suministro:** Aspecto que considera el grado de seguridad que la oferta debe tener para cubrir la demanda proyectada de tal manera que no se presente racionamiento del servicio para el grado especificado.
- **Minimización de Costos:** Aspecto que considera que la expansión del parque generador debería resultar del mínimo costo total del suministro (incluyendo costos de inversión, operación, mantenimiento y energía no servida).

2.1.2 Criterios de Confiabilidad del Suministro

Los criterios de confiabilidad del suministro usualmente aceptados pueden ser determinísticos o probabilísticos.

Los criterios determinísticos contemplan la determinación de la reserva de capacidad de generación, sobre la base de una regla simple para determinar la pérdida admisible de unidades de generación, sin incurrir en racionamiento. Entre estos se tiene:

- **El Criterio de Margen de Reserva Porcentual.** – El margen de reserva de generación mínimo admisible se determina como un porcentaje de la máxima demanda y no depende del tamaño ni del número de las unidades que la conforman; y,
- **El Criterio de Reserva por la Unidad Más Grande.** – Contempla la determinación de la reserva de generación tomando en consideración la unidad o un número de unidades con la mayor capacidad del sistema; y,

Por otro lado, los criterios probabilísticos están dirigidos a determinar el nivel probabilístico de la confiabilidad del servicio que se quiera fijar por lo que se incidirá en el número, tamaño y tipos de unidades que se requiera incluir en la expansión de la generación. Los criterios probabilísticos mayormente utilizados son los referidos a la probabilidad de pérdida de la potencia de carga, y los que comprenden la probabilidad de pérdida de energía:

- Criterio de Expansión bajo LOLP. – El criterio de expansión de la generación basado en la Probabilidad de Pérdida de Carga (LOLP – Loss of Load Probability), establece que la expansión de la generación es definida bajo un nivel de probabilidad de pérdida de carga dada.

La probabilidad de pérdida de carga de un parque generador se define como la probabilidad de que éste no satisfaga la demanda de potencia del sistema (carga). Cada configuración de parque generador con diferentes tamaños y tipos de unidades generadoras, aunque de la misma capacidad total, presenta diferentes probabilidades de pérdida de carga.

Este criterio es el más ampliamente utilizado en planeamiento eléctrico; sin embargo, no es adecuado para sistemas hidrotérmicos con participación importante de generación hidroeléctrica, en la que la oferta de energía y potencia varía en el tiempo, como es el caso del SEIN.

Una expresión más utilizada del indicador de LOLP es la “pérdida esperada de carga” o LOLE (Loss of Load Expectation), el que se expresa en unidades de tiempo (días/año ó años/día).

- Criterio de Expansión bajo LOEE. – El criterio de expansión de la generación basado en la “pérdida esperada de energía” (LOEE – Loss of Energy Expectation o LOEE), establece que la expansión de la generación es definida bajo un nivel de probabilidad de pérdida de energía dada.

La pérdida esperada de energía de un parque generador se define como la probabilidad de que éste no satisfaga la demanda de energía del sistema (carga). Cada configuración de parque generador con diferentes tamaños y tipos de unidades generadoras, aunque de la misma capacidad total, presenta diferentes pérdidas esperadas de energía.

Este criterio no es comúnmente utilizado en planeamiento de expansión de generación, pero se puede aplicar en sistemas de tamaño mediano, como es el caso del SAI.

2.1.3 Criterio de Mínimo Costo

El margen de reserva, de un parque de generación, debe estar conformado por unidades de alta disponibilidad y bajo costo de inversión, aunque tenga alto costo de producción variable.

Desde el punto de vista del sistema, el costo del margen de reserva de generación está determinado por:

- Costo por Energía No Servida (ENS): Costos por la pérdida esperada de energía ante la falla probabilística de unidades de generación. Estos costos disminuyen cuando el margen de reserva se incrementa.
- Costos de las Unidades de Reserva: Costos de inversión y operación de las unidades que conforman la reserva de la generación. Estos costos se incrementan mientras el margen de reserva también aumenta.

2.1.4 Criterios Específicos Utilizados en la Expansión de la Generación del SEIN

La forma más usual de garantizar el cubrimiento de potencia y energía a lo largo del horizonte de evaluación consiste en el establecimiento de un conjunto de criterios de

seguridad, confiabilidad y calidad, de tal manera que el desarrollo de la generación los tome en cuenta.

La adopción de estos criterios, así como de las premisas que se incluyen en cada uno de ellos, representan el grado de seguridad que, en este caso, Osinerghmin considera suficiente para garantizar la cobertura de la demanda máxima futura más un margen de reserva, así como el abastecimiento al consumo de energía previsto a lo largo del horizonte de evaluación, mediante el desarrollo del parque generador al mínimo costo actualizado de inversión y operación.

Los criterios que se han utilizado para determinar la expansión de la generación del SEIN se basan en la mayoría de los criterios señalados anteriormente y son específicamente los siguientes:

- Criterio de Confiabilidad de Suministro de tipo probabilístico basado en la pérdida esperada de energía – LOEE. – El parque generador debe ofrecer una confiabilidad bajo la cual se minimice los costos de pérdida esperada de energía y los costos de las unidades de reserva.
- Criterio de Confiabilidad de Suministro de tipo determinístico basado en el Criterio de Reserva por la Unidad Más Grande. – El sistema debe tener capacidad para soportar la pérdida de la central de generación más importante del SAI sin racionamiento.
- Criterio de Mínimo Costo. – La expansión de generación debe corresponder a la de mínimo costo actualizado de inversión y operación del parque de generación.

2.2 Procedimiento de Cálculo del MR

La metodología para la determinación del MR del SAI se detalla a continuación:

- a) Se proyecta la demanda y oferta del SEIN para el período 2025 – 2029 sobre la base de la información de la evolución de la demanda de los últimos años, numeral 1 del presente anexo.
- b) Con la información proporcionada por el ELOR de los registros de los medidores de energía, se obtiene la demanda de potencia –en bornes de generación– para cada intervalo de 15 minutos del año previo. Se determina el modelamiento del comportamiento de la demanda total del SEIN (cómo varía la máxima demanda horaria durante los días del año evaluado); con lo cual se calculan los factores que llamamos factores de distribución mensual, diaria y horaria.
- c) Los valores horarios de demanda del SAI para las futuras curvas de duración se obtienen multiplicando los valores de la máxima demanda de potencia obtenidos en el literal a) por los factores mensuales, diarios y horarios de la demanda calculados en b) para cada mes.
- d) Para determinar la tasa de salida forzada (FOR) que se utilizará en el Estudio para cada central de generación. Se toma como el mayor valor de la tasa de salida forzada reportada por la NERC.
- e) Del paso d) y la capacidad efectiva de las centrales termoeléctricas del SAI, se calcula la tabla de la Probabilidad de Pérdida de Carga.
- f) Del cálculo de la demanda horaria se obtiene el diagrama de curva de duración de la demanda de donde se obtendrá la tabla de pérdida de carga.
- g) Se inicia el cálculo, para un determinado porcentaje de reserva sobre la demanda (% MR).

Se considera que se cubre el equipamiento necesario de la reserva con unidades térmicas, similar a la utilizada para la determinación del precio básico de potencia.

- h) Luego, se calcula la Pérdida Esperada de Energía (LOEE) mediante la convolución de las tablas de Probabilidad de Pérdida de Carga y de la caracterización de la demanda de energía, calculados en los pasos f) y g).
- i) Del paso h) se obtiene la energía no servida la cual es valorizada con el Costo de Falla para el SEIN (6 000 USD/MWh)
- j) Del paso i), se estiman las unidades que se encuentran de reserva, las que tienen que ser valorizadas al precio de la potencia.
- k) El costo total es igual al costo de la energía no suministrada (paso i) más el costo de las unidades de reserva (paso j).

Si el costo total no es el mínimo, se continúa el proceso en el paso h), aumentando el %MR, hasta encontrar el punto de inflexión que corresponde al mínimo costo total.

2.3 Premisas de Cálculo

Las premisas de cálculo consideradas en la expansión de la generación se describen a continuación:

2.3.1 Generales

Entre las premisas generales se tiene:

- El horizonte de expansión de la generación se ha considerado para el período 2025 – 2029.
- La determinación del MR se realiza utilizando un modelo uninodal.
- La curva de duración de la demanda y su estacionalidad sigue el comportamiento de la demanda del SAI a nivel de generación del año 2024. Asimismo, para los años del periodo de evaluación se utilizó como base la curva de duración de la demanda del 2024.

2.3.2 Proyección de la Demanda y Programa de Obras

La proyección de la demanda el periodo 2025–2029 corresponde a los valores de los medidores de energía de las centrales térmicas de ELOR y Genrent, reportadas para los años 2023 y 2024, así como los medidores a nivel de demanda

De los años 2023 y 2024 se consideró la máxima demanda (MW) y producción a nivel de generación (GWh), o sea, de las medidas obtenidas de los medidores de energía de las centrales del SEIN.

De los años 2025 al 2027, consideró la proyección de la demanda a nivel de potencia determinada con la metodología econométrica y en base a información FOSE (ventas mensuales de energía desde 2016).

Respecto al parque generador comprende todas las unidades del SAI que participan actualmente en el suministro de la ciudad de Iquitos.

2.3.3 Disponibilidad de Unidades

Las tasas de salida forzada son definidas a partir de las probabilidades de salida de unidades generadoras tomadas de datos estadísticos medidos en el campo a partir de una población de equipos similares en operación. En países desarrollados esta información es tomada por entidades técnicas que recopilan la información de confiabilidad de las

unidades, en forma sistematizada, de un gran número de empresas y sistemas, y durante muchos años, y por tanto la información va cobrando mayor validez año a año.

En el caso del SAI, con un parque generador pequeño, con pocas unidades de generación existentes similares a las que se consideran en la reserva y con un tiempo de monitoreo de muy pocos años, la información no puede ser considerada como estadísticamente válida para fines de confiabilidad.

Por otro lado, si estas unidades no fueran mantenidas eficientemente, o se encuentren fuera de la vida útil reconocida por los fabricantes, los indicadores de desempeño de confiabilidad serán mayores que la referencia internacional.

Por lo anterior, para el cálculo de la disponibilidad de las unidades de generación se consideran valores eficientes de tasas de salida forzada, para lo cual se han tomado como referencia valores de entidades internacionales.

En el presente proceso, se considera la información de la NERC de las estadísticas del periodo 2019 – 2023, y las indisponibilidades reportadas por la División de Supervisión Eléctrica, tal como se muestra la Tabla 3 y 4.

3. Generating Unit Statistical Brochure 4 2019-2023 – All Units Reporting (NERC)

Generator Category/Classification	# Units	Unit-Year/UAH	PH	EDFH	EDHRS	EDFDRHS	EDOH	POF	MOF	ART	SR	NCF	NOF	SF	AF	EAF	FOR	EFOR	EFORD	SOF	FOF	
FOSSIL All Fuel Types All Sizes	1,037	4,141.58	1,614.64	8,177.37	173.97	47.35	41.4	221.32	9.48	4.06	141.76	98.82	37.23	66.42	52.22	80.25	77.16	10.61	14.13	10.85	13.55	6.2
FOSSIL All Fuel Types 001-099	209	826.75	1,501.16	7,503.41	131.79	54.45	32.72	186.25	7.92	3.64	104.58	99.58	30.08	63.02	46.58	79.99	76.67	15.35	18.4	13.02	11.56	8.45
FOSSIL All Fuel Types 100-199	220	778.92	1,493.72	7,900.23	155.64	42.86	48.63	198.49	9.23	3.52	45.11	99.54	26.22	59.18	43.62	81.09	76.13	12.38	16.14	10.21	12.74	6.16
FOSSIL All Fuel Types 200-299	117	472.58	1,464.77	8,369.59	173.06	49.45	39.49	222.5	8.64	4.34	320.7	97.92	36.07	62.75	57.63	82.5	79.46	7.28	10.53	8.79	12.98	4.52
FOSSIL All Fuel Types 300-399	97	396.67	1,777.63	8,425.55	196.02	47.77	40.38	243.79	11.43	4.44	179.37	97.85	25.41	55.17	46.41	78.9	75.82	10.12	14.46	10.93	15.87	5.23
FOSSIL All Fuel Types 400-599	189	799.83	1,720.33	8,477.94	200.76	47.78	41.95	248.54	10.12	4.19	319.13	97.24	37.28	65.18	57.03	79.71	76.58	9.48	13.14	11.09	14.31	5.98
FOSSIL All Fuel Types 600-799	126	553.83	1,751.29	8,550.78	206.05	43.25	44.48	249.29	10	4.24	461.6	96.1	44.41	72.22	61.16	79.52	76.31	9.27	12.75	11.21	14.23	6.25
FOSSIL All Fuel Types 800-999	67	257	1,538.16	8,601.04	165.87	31.97	35.02	197.84	9.02	3.94	417.48	96.1	38.4	67.87	56.26	82.12	79.78	8.04	11.12	9.33	12.96	4.92
FOSSIL All Fuel Types 1000 Plus	13	56	2,572.25	8,671.70	240.17	89.46	19.67	329.63	14.09	8.82	575.54	94.31	38.99	68.27	56.08	70.34	66.37	10.74	15.1	13.38	22.91	6.75
FOSSIL Coal Primary All Sizes	636	2,291.83	1,549.11	8,098.68	170.72	51.21	18.72	221.93	9.03	4.05	202.82	98.68	45.45	69.94	63.86	80.87	77.69	8.64	11.62	9.96	13.09	6.04
FOSSIL Coal Primary 001-099	82	213.75	1,080.98	6,793.34	65.51	61.37	8.86	126.89	8.62	2.36	357.73	99.33	39.65	72.05	54.4	84.09	81.07	8.32	9.92	8.45	10.98	4.94
FOSSIL Coal Primary 100-199	116	343.5	1,326.57	7,198.94	155.15	55.65	12.93	210.8	8.23	2.93	41.91	99.86	41.49	67.04	62.46	81.57	77.66	10.42	13.48	10.79	11.16	7.27
FOSSIL Coal Primary 200-299	76	292.25	1,496.30	8,217.43	168.4	62.43	21.96	230.83	7.86	5.33	488.91	97.37	43.76	68.73	63.9	81.79	78.47	7.28	10.21	9.05	13.19	5.02
FOSSIL Coal Primary 300-399	54	200.5	1,773.51	8,359.86	253.64	64.14	38.73	317.78	9.62	5.02	342.7	96.74	36.66	65.57	55.87	78.79	74.74	10.52	15.27	12.79	14.64	6.57
FOSSIL Coal Primary 400-599	129	525.42	1,570.58	8,455.41	178.27	43.03	14.99	221.5	9.17	3.6	489.46	97.04	46.81	68.32	68.36	81.43	78.57	7.82	10.63	9.67	12.77	5.8
FOSSIL Coal Primary 600-799	113	476.5	1,671.92	8,518.98	183.56	44.66	18.44	228.22	9.18	4.11	523.66	96.39	49.54	73.5	67.37	80.37	77.38	8.6	11.49	10.45	13.29	6.34
FOSSIL Coal Primary 800-999	55	188.92	1,656.43	8,546.24	157.68	28.13	26.58	185.81	9.3	4.39	609.2	94.49	42.29	67.81	62.3	80.62	78.41	8.37	11.04	9.8	13.69	5.69
FOSSIL Coal Primary 1000 Plus	12	51	2,664.48	8,662.57	254.35	94.4	13.56	348.75	15.35	8.07	606.89	94.26	41.82	68.58	61.02	69.24	65.04	10.73	14.99	13.87	23.43	7.33
FOSSIL Oil Primary All Sizes	63	204.08	1,560.11	8,015.78	254.43	15.4	83.44	269.83	8.17	4.93	85.58	99.11	4.87	44.9	23.73	80.54	77.06	21.14	30.63	14.9	13.1	6.36
FOSSIL Oil Primary 001-099	15	66.58	1,749.93	8,917.42	561.52	17.2	149.66	578.73	4.24	7.25	75.12	99.45	31.43	51.63	53.09	74.7	66.34	20.63	31.74	25.15	11.5	13.8
FOSSIL Oil Primary 100-199	9	29	1,364.96	8,713.62	240.26	6.63	19.88	246.89	5.19	3.57	474.75	98.75	20.14	59.02	30.07	84.34	81.5	18.67	25.97	16.32	8.76	6.91
FOSSIL Oil Primary 200-299	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	17.465	*	*	*	*
FOSSIL Oil Primary 300-399	12	40.42	1,639.32	8,098.44	23.99	14.11	4.83	38.09	12.54	4.54	96.74	98.41	5.62	34.48	16.26	79.76	79.27	16.26	17.73	10.41	17.09	3.16
FOSSIL Oil Primary 400-599	11	29.92	1,357.77	8,765.15	24.62	34.47	22.36	59.09	11.26	2.15	19	99.66	0.7	37.17	1.9	84.51	83.55	52.26	55.74	20.36	13.41	2.08
FOSSIL Oil Primary 600-799	7	19.42	1,365.19	8,727.76	105.06	0.47	98.89	105.53	8.81	3.38	23.69	99.17	1.36	41.72	3.26	84.36	82.74	51.42	59.34	21.7	12.19	3.45
FOSSIL Oil Primary 800-999	7	13.67	1,510.51	8,710.17	244.79	0	240.86	244.79	12.54	3.93	24.1	88.2	0.27	29.44	0.91	82.66	79.53	48.88	80.97	29.63	16.47	0.87
FOSSIL Gas Primary All Sizes	330	1,297.00	1,826.27	8,260.43	164.85	29.88	84.37	194.74	10.79	4.53	67.29	98.73	14.2	43.31	30.49	77.89	75.34	18.19	22.92	13.18	15.33	6.78
FOSSIL Gas Primary 001-099	83	318.33	1,877.95	7,454.83	73.42	3.05	45.42	76.47	8.22	5.12	44.18	99.43	11.28	44.11	20.65	74.81	73.18	36.45	38.76	17.85	13.34	11.85
FOSSIL Gas Primary 100-199	101	394.08	1,668.67	8,424.60	152.45	29.73	83.39	182.18	10.44	3.95	43.42	99.08	13.95	47.01	29.34	80.19	77.96	15.59	20.22	10.61	14.39	5.42
FOSSIL Gas Primary 200-299	43	150.17	1,388.49	8,586.15	180.28	26.66	78.54	206.94	9.74	2.89	157.95	98.52	18.21	43.27	41.7	83.83	81.38	7.81	12.21	8.38	12.64	3.54
FOSSIL Gas Primary 300-399	35	142.5	1,877.60	8,697.75	179.43	36.95	79.9	216.37	13.59	3.7	108.77	98.13	15.27	38.04	40.12	78.41	75.76	9.68	14.04	9.76	17.29	4.3
FOSSIL Gas Primary 400-599	51	212.67	2,178.75	8,454.57	259.11	64.41	117.5	323.52	12.4	6.3	115.36	97.42	14.75	44.39	39.49	74.22	70.33	17.46	24.19	16.21	18.7	7.08
FOSSIL Gas Primary 600-799	10	49.5	2,651.78	8,768.00	422.8	48.62	267.6	471.41	17.82	6.07	167.71	93.2	14.89	49.1	28.06	69.76	64.28	18.46	29.83	20.02	23.89	6.35
FOSSIL Gas Primary 800-999	7	29.75	1,431.43	8,763.43	56.89	23.46	23.1	80.35	7.93	3.98	39.75	98.67	5.17	30.92	16.88	83.67	82.75	20.79	23.54	10.62	11.91	4.43

Tabla 4. Indisponibilidad histórica de la CT Genrent

Año	Horas operación CTI (aprox.)	Pot. Max. CTI (kW)	Pot. Prom. CTI (kW)	Horas de interrupción parcial ocasionadas por Genrent	Horas de indisponibilidad parcial de Genrent	Número de Horas anuales	Porcentaje del tiempo de indisponibilidad parcial de Genrent	Porcentaje de tiempo de disponibilidad parcial de Genrent
2020	91	23 897	6 389	5.55	97	8760	1.1%	98,9%
2021	227	13 741	5 190	15.63	242	8760	2.8%	97,2%
2022	542	29 530	7 059	29.83	572	8760	6.5%	93,5%
2023	1158	23 225	7 440	16.04	1174	8760	13.4%	86,6%
2024	2 025	21 580	8 107	5.61	2031	8760	23.2%	76,8%

2.3.4 Operación del Sistema

Se considera como operación normal del SAI a aquella que se desarrolla sin restricciones de salida fortuita de unidades generadoras, pero sí considerando un programa de mantenimiento óptimo del parque generador.

El margen de reserva del parque generador del SAI debe ser suficiente como para que la capacidad de generación sea superior a la demanda del sistema, en condiciones de operación normal, de modo que no se presenten situaciones de racionamiento permanente originado por la generación.

2.3.5 Costo de Falla de Largo Plazo

Se considera pertinente utilizar los costos de falla consignados en los estudios de fijación del MRFO y TIF del periodo 2025 – 2029, y en otros estudios del sector, cuyo valor asciende a 6 000 US\$/MWh.

2.3.6 Parámetros Económicos

Para fines del presente estudio se han considerado los siguientes parámetros económicos de evaluación:

- a) Precios: Están expresados en dólares americanos a valor constante del 2024.
- b) Tasa de Descuento: Igual a 12% que es la tasa vigente de acuerdo con lo establecido en la Ley de Concesiones Eléctricas.
- c) Costos de Inversión en Nuevas Plantas Generadoras: Se utiliza el precio de potencia de central térmica de Genrent actualizado en la Fijación de Precios en Barra para el período mayo 2024 – abril 2025.

2.3.7 Resultados Obtenidos

Se realizó un análisis de “mínimo costo” del costo total de confiabilidad que considera el costo por la potencia de reserva (costo de inversión y costos fijos de operación y mantenimiento de la planta marginal de potencia) y el costo de la ENS de cada alternativa de margen de reserva considerado, obteniéndose los márgenes de reserva probabilísticos óptimos.

La Tabla 5 muestra los resultados de la aplicación de la metodología para la determinación del MR del SAI.

Tabla 5. Resultados Margen de Reserva del SAI

Año	MR
2025	23,0%
2026	22,0%
2027	21,0%
2028	21,0%
Promedio	21,8%

Tabla 6. Evaluación del Margen de Reserva del SAI - 2025

Margen de Reserva	Reserva	N° unidades	LOEE	Costo de LOEE	Costo de Inversión	Costo total
	MW	Unidad (11.6 MW)	MWh/año	USD/año	USD/año	USD/año
	[1]*MD	redondeo([2]/11.6)		[4]*CF	[3]*Precio potencia	[5]+[6]
0%	0	0	6,761	40,568,782	0	40,568,782
1%	1	0	6,005	36,030,014	204,691	36,234,705
2%	2	0	5,316	31,894,951	409,383	32,304,334
3%	2	0	4,690	28,137,194	614,074	28,751,268
4%	3	0	4,122	24,730,544	818,766	25,549,310
5%	4	0	3,609	21,655,337	1,023,457	22,678,794
6%	5	0	3,148	18,887,490	1,228,149	20,115,639
7%	5	0	2,734	16,401,427	1,432,840	17,834,267
8%	6	1	2,363	14,176,148	1,637,532	15,813,680
9%	7	1	2,032	12,192,983	1,842,223	14,035,207
10%	8	1	1,738	10,426,766	2,046,915	12,473,681
11%	8	1	1,477	8,861,808	2,251,606	11,113,414
12%	9	1	1,247	7,484,904	2,456,298	9,941,201
13%	10	1	1,046	6,278,112	2,660,989	8,939,101
14%	11	1	871	5,227,355	2,865,680	8,093,035
15%	12	1	720	4,317,954	3,070,372	7,388,326
16%	12	1	590	3,537,324	3,275,063	6,812,387
17%	13	1	478	2,869,920	3,479,755	6,349,675
18%	14	1	385	2,308,156	3,684,446	5,992,602
19%	15	1	306	1,838,432	3,889,138	5,727,570
20%	15	1	241	1,448,359	4,093,829	5,542,188
21%	16	1	188	1,126,330	4,298,521	5,424,851
22%	17	1	144	864,866	4,503,212	5,368,078
23%	18	2	109	655,291	4,707,904	5,363,194
24%	18	2	81	487,991	4,912,595	5,400,587
25%	19	2	59	355,699	5,117,287	5,472,985
26%	20	2	42	253,836	5,321,978	5,575,814
27%	21	2	30	178,147	5,526,669	5,704,817
28%	21	2	20	122,220	5,731,361	5,853,581
29%	22	2	14	81,252	5,936,052	6,017,304
30%	23	2	9	52,200	6,140,744	6,192,944

Tabla 7. Evaluación del Margen de Reserva del SAI - 2026

Margen de Reserva	Reserva	N° unidades	LOEE	Costo de LOEE	Costo de Inversión	Costo total
	MW	Unidad (11.6 MW)	MWh/año	USD/año	USD/año	USD/año
	[1]*MD	redondeo([2]/11.6)		[4]*CF	[3]*Precio potencia	[5]=[6]
0%	0	0	6,480	38,879,780	0	38,879,780
1%	1	0	5,738	34,425,428	208,581	34,634,008
2%	2	0	5,063	30,379,325	417,161	30,796,486
3%	2	0	4,452	26,711,241	625,742	27,336,983
4%	3	0	3,899	23,395,198	834,322	24,229,520
5%	4	0	3,402	20,410,743	1,042,903	21,453,646
6%	5	0	2,956	17,734,028	1,251,484	18,985,511
7%	5	0	2,556	15,337,150	1,460,064	16,797,214
8%	6	1	2,200	13,200,156	1,668,645	14,868,801
9%	7	1	1,883	11,297,160	1,877,225	13,174,385
10%	8	1	1,602	9,611,002	2,085,806	11,696,808
11%	9	1	1,354	8,126,796	2,294,387	10,421,183
12%	9	1	1,138	6,825,215	2,502,967	9,328,182
13%	10	1	948	5,689,586	2,711,548	8,401,134
14%	11	1	784	4,706,421	2,920,128	7,626,549
15%	12	1	644	3,862,217	3,128,709	6,990,926
16%	13	1	523	3,140,252	3,337,290	6,477,541
17%	13	1	422	2,529,465	3,545,870	6,075,335
18%	14	1	336	2,018,442	3,754,451	5,772,892
19%	15	1	266	1,593,787	3,963,031	5,556,818
20%	16	1	207	1,243,885	4,171,612	5,415,497
21%	16	1	160	957,462	4,380,193	5,337,655
22%	17	1	121	727,637	4,588,773	5,316,410
23%	18	2	91	544,040	4,797,354	5,341,393
24%	19	2	67	399,010	5,005,934	5,404,945
25%	20	2	48	286,104	5,214,515	5,500,619
26%	20	2	34	201,590	5,423,096	5,624,686
27%	21	2	23	139,031	5,631,676	5,770,707
28%	22	2	16	93,237	5,840,257	5,933,493
29%	23	2	10	60,564	6,048,837	6,109,402
30%	23	2	6	36,864	6,257,418	6,294,282

Tabla 8. Evaluación del Margen de Reserva del SAI - 2027

Margen de Reserva	Reserva	N° unidades	LOEE	Costo de LOEE	Costo de Inversión	Costo total
	MW	Unidad (11.6 MW)	MWh/año	USD/año	USD/año	USD/año
	[1]*MD	redondeo([2]/11.6)		[4]*CF	[3]*Precio potencia	[5]=[6]
0%	0	0	6,263	37,578,108	0	37,578,108
1%	1	0	5,532	33,191,147	211,709	33,402,856
2%	2	0	4,869	29,214,607	423,419	29,638,026
3%	2	0	4,270	25,617,914	635,128	26,253,042
4%	3	0	3,729	22,375,343	846,837	23,222,180
5%	4	0	3,244	19,465,072	1,058,547	20,523,618
6%	5	0	2,810	16,857,091	1,270,256	18,127,346
7%	6	0	2,422	14,531,466	1,481,965	16,013,431
8%	6	1	2,077	12,461,453	1,693,674	14,155,127
9%	7	1	1,771	10,623,533	1,905,384	12,528,916
10%	8	1	1,500	9,001,384	2,117,093	11,118,477
11%	9	1	1,263	7,577,797	2,328,802	9,906,599
12%	10	1	1,056	6,334,181	2,540,512	8,874,693
13%	10	1	876	5,255,271	2,752,221	8,007,492
14%	11	1	721	4,325,194	2,963,930	7,289,124
15%	12	1	588	3,529,096	3,175,640	6,704,735
16%	13	1	475	2,852,143	3,387,349	6,239,492
17%	13	1	381	2,284,613	3,599,058	5,883,671
18%	14	1	302	1,811,559	3,810,768	5,622,327
19%	15	1	237	1,420,701	4,022,477	5,443,178
20%	16	1	183	1,098,995	4,234,186	5,333,181
21%	17	1	140	839,336	4,445,895	5,285,231
22%	17	2	105	632,334	4,657,605	5,289,939
23%	18	2	78	467,728	4,869,314	5,337,042
24%	19	2	56	338,159	5,081,023	5,419,183
25%	20	2	40	239,878	5,292,733	5,532,610
26%	21	2	28	167,051	5,504,442	5,671,493
27%	21	2	19	113,518	5,716,151	5,829,670
28%	22	2	12	74,586	5,927,861	6,002,447
29%	23	2	8	47,087	6,139,570	6,186,657
30%	24	2	4	26,963	6,351,279	6,378,242

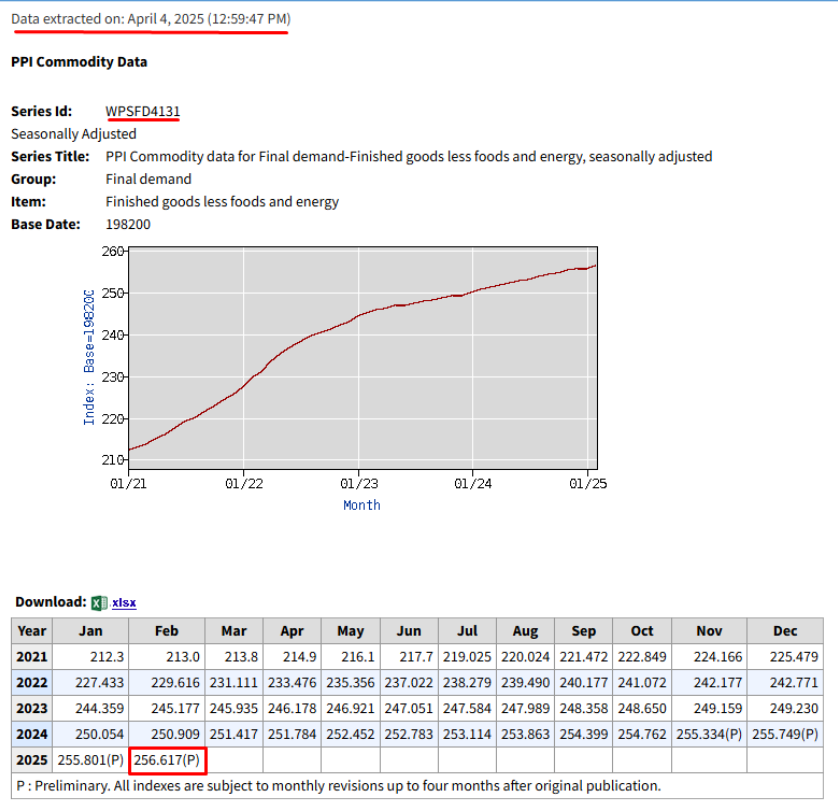
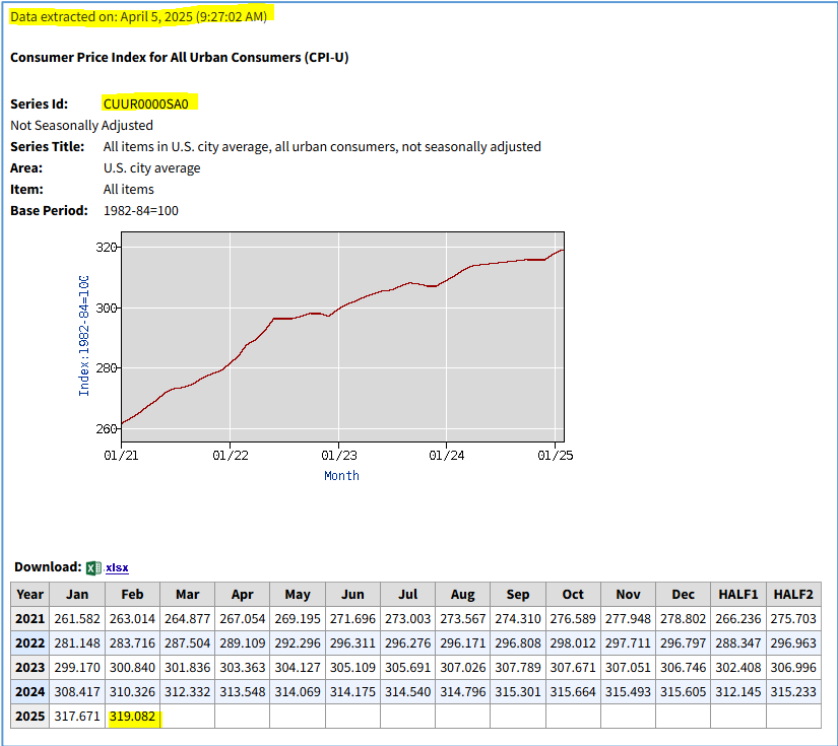
Tabla 9. Evaluación del Margen de Reserva del SAI - 2028

Margen de Reserva	Reserva	N° unidades	LOEE	Costo de LOEE	Costo de Inversión	Costo total
	MW	Unidad (11.6 MW)	MWh/año	USD/año	USD/año	USD/año
	[1]*MD	redondeo([2]/11.6)		[4]*CF	[3]*Precio potencia	[5]-[6]
0%	0	0	5,943	35,656,638	0	35,656,638
1%	1	0	5,233	31,395,247	215,520	31,610,767
2%	2	0	4,590	27,541,805	431,040	27,972,845
3%	2	0	4,011	24,065,257	646,560	24,711,817
4%	3	0	3,491	20,944,668	862,080	21,806,748
5%	4	0	3,025	18,150,401	1,077,600	19,228,002
6%	5	0	2,609	15,656,476	1,293,120	16,949,597
7%	6	0	2,240	13,437,026	1,508,641	14,945,667
8%	6	1	1,911	11,466,464	1,724,161	13,190,624
9%	7	1	1,621	9,726,756	1,939,681	11,666,437
10%	8	1	1,367	8,199,882	2,155,201	10,355,082
11%	9	1	1,144	6,864,386	2,370,721	9,235,107
12%	10	1	951	5,704,090	2,586,241	8,290,331
13%	10	1	784	4,702,867	2,801,761	7,504,628
14%	11	1	641	3,845,725	3,017,281	6,863,006
15%	12	1	519	3,114,965	3,232,801	6,347,767
16%	13	1	417	2,500,887	3,448,321	5,949,208
17%	14	1	331	1,988,298	3,663,841	5,652,139
18%	15	1	261	1,563,930	3,879,361	5,443,291
19%	15	1	202	1,214,351	4,094,881	5,309,233
20%	16	1	155	931,073	4,310,402	5,241,474
21%	17	1	117	704,335	4,525,922	5,230,256
22%	18	2	87	523,775	4,741,442	5,265,217
23%	19	2	64	381,327	4,956,962	5,338,288
24%	19	2	45	271,933	5,172,482	5,444,415
25%	20	2	32	190,657	5,388,002	5,578,659
26%	21	2	22	130,654	5,603,522	5,734,176
27%	22	2	14	86,804	5,819,042	5,905,846
28%	23	2	9	55,774	6,034,562	6,090,336
29%	23	2	5	32,953	6,250,082	6,283,035
30%	24	2	3	17,980	6,465,602	6,483,582

Por lo tanto, se recomienda establecer un margen de reserva de 21,8% en el SAI para el periodo del 1 de mayo de 2025 al 30 de abril de 2029.

Anexo U: Información Complementaria

- Índices de precios: IPC (CUUR0000SA0) e IPP (WPSFD4131)



Fuente: Oficina de Estadísticas Laborales o Bureau of Labor Statistics. U.S. Department of Labor.
<https://data.bls.gov/cgi-bin/srgate>



LISTA DE PRECIOS DE COMBUSTIBLES CON IMPUESTOS

LISTA COMB-23-2025
VIGENCIA A PARTIR DEL 28.03.2025

PRECIOS CON IMPUESTOS NO INCLUYEN DESCUENTOS Y FISE

		SOLES/GLN						
PLANTAS	GLP SOLES/KG	GASOLINA PREMIUM	GASOLINA REGULAR	GASOLINA 84	DIESEL B5 UV	DIESEL B5	PETROLEO INDUSTRIAL N° 6	PETROLEO INDUSTRIAL 500
TALARA	3.3040	15.3735	11.9671				10.2424	
PIURA		15.5774	12.1710					
ETEN			12.4259					
SALAVERRY		15.6666	12.3876					
CHIMBOTE			12.4386				10.5551	10.4489
SUPE		15.5010	12.2857					
CALLAO	3.1978	15.3735	11.9671					
CONCHAN		15.3608	11.9543				9.9710	9.8412
PISCO		15.7431	12.3622					
MOLLENDON		16.1764	12.7700					10.4607
JULIACA			13.5346					
CUSCO			13.7512					
ILO		16.3102						
EL MILAGRO			13.3689					
TARAPOTO		16.9028	13.4964		12.8679	15.6999		

IMPUESTOS APLICADOS A ESTAS PLANTAS

RODAJE % (*)		8%	8%	8%				
ISC (Soles/Galón) (**)		1.1700	1.2100	1.2700	1.7000	1.7000	0.9200	1.0000
IGV %	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%

LEY DE PROMOCION DE LA INVERSION EN LA AMAZONIA - N° 27037

PLANTAS		GASOLINA PREMIUM	GASOLINA REGULAR	GASOLINA 84 SP	DIESEL B5 UV	DIESEL B5	PETROLEO INDUSTRIAL N° 6	
YURIMAGUAS				10.8000	9.9500	11.9200		
IQUITOS			11.9340	11.3022	10.2200	11.5000	8.9400	
PUCALLPA			10.9188		9.7600	11.4900		
PTO. MALDONADO		15.7896	12.8412					

IMPUESTOS APLICADOS A ESTAS PLANTAS

RODAJE % (*)		8%	8%	8%				
--------------	--	----	----	----	--	--	--	--

GERENCIA CORPORATIVA PLANEAMIENTO Y GESTIÓN

LISTA COMB-22-2025
VIGENCIA A PARTIR DEL 25.03.2025

(*) El Impuesto del rodaje se aplica sobre el valor de venta de las gasolinas sin incluir el ISC y el IGV.

(**) Impuesto Selectivo al Consumo en aplicación del D.S. N° 094-2018-EF del 09.05.2018.



LISTA DE PRECIOS DE COMBUSTIBLES CON IMPUESTOS

ADDENDUM N° 1

LISTA COMB-23-2025

VIGENCIA A PARTIR DEL 28.03.2025

PRECIOS CON IMPUESTOS NO INCLUYEN DESCUENTOS Y FISE

	PLANTAS	DIESEL B5 UV S-50	DIESEL B5 S-50	GASOHOL PREMIUM	GASOHOL REGULAR
	TALARA	12.4490	14.6438	15.0459	14.1255
	PIURA	12.6496	14.8444	15.2498	14.2402
	ETEN	12.7440	14.9388		14.5206
	SALAVERRY	12.7676	14.9624	15.3136	14.4569
	CHIMBOTE	12.6378	14.9270		14.5461
	SUPE	12.5080	14.7972	15.1734	14.4059
	CALLAO	12.4490	14.6438	15.0459	14.1255
	CONCHAN	12.4490	14.6438	15.0459	14.1255
	PISCO	12.6850	14.9978	15.3518	14.4696
	MOLLEND	13.0036	15.3164	15.8233	14.9029
	JULIACA	13.3222	15.8002		15.6676
	CUSCO	13.2632	15.9064		15.8842
	ILO	13.0508	15.4934	15.9125	
	EL MILAGRO	12.7794	16.1778		15.7058
	TARAPOTO	12.9741	16.5731		

IMPUESTOS APLICADOS A ESTAS PLANTAS

RODAJE %			8%	8%
I S C (Soles/Galón) *	1.49	1.49	1.13	1.16
I G V %	18%	18%	18%	18%

LEY DE PROMOCION DE LA INVERSION EN LA AMAZONIA - N° 27037

	PLANTAS	DIESEL B5 UV S-50	DIESEL B5 S-50
	YURIMAGUAS		
	IQUITOS		
	PUCALLPA		
	PTO. MALDONADO	11.1100	13.5200

(*) Impuesto Selectivo al Consumo en aplicación del D.S. N° 094-2018-EF del 09.05.2018.



LISTA DE PRECIOS DE COMBUSTIBLES CON IMPUESTOS

ADDENDUM N° 2

PRECIOS CON IMPUESTOS NO INCLUYEN DESCUENTOS Y FISE
COMBUSTIBLES ELÉCTRICOS

LISTA COMB-23-2025
VIGENCIA A PARTIR DEL 28.03.2025

	DIESEL B5 G. E.	DIESEL B5 S-50 G. E.	PETRÓLEO INDUSTRIAL 6 G. E.
PLANTAS			
TALARA	13.7706	14.6438	10.7852
PIURA	13.9712	14.8444	
ETEN	14.0656	14.9388	10.8324
SALAVERRY	14.0892	14.9624	10.8678
CHIMBOTE	14.0538	14.9270	
SUPE	13.9830	14.7972	10.7734
CALLAO	13.7706	14.6438	10.6790
CONCHAN	13.7706	14.6438	10.6554
PISCO	14.1836	14.9978	
MOLLEND		15.3164	10.8442
JULIACA		15.8002	
CUSCO		15.9064	
ILO	14.6202	15.4934	10.8560
EL MILAGRO		16.1778	11.1038
TARAPOTO	15.6999	16.5731	

IMPUESTOS APLICADOS A ESTAS PLANTAS

RODAJE %			
I S C (Soles/Galón) *	1.70	1.49	0.92
I G V %	18%	18%	18%

LEY DE PROMOCION DE LA INVERSION EN LA AMAZONIA - N° 27037

NO HAY IMPUESTOS APLICABLES A ESTAS PLANTAS

	DIESEL B5 G. E.	DIESEL B5 S-50 G. E.	PETRÓLEO INDUSTRIAL 6 G. E.
PLANTAS			
YURIMAGUAS	11.9200		9.0300
IQUITOS	11.5000		9.0500
PUCALLPA	11.4900		
PTO. MALDONADO		13.5200	

NOTA: De acuerdo al D.U. N° 005-2012 del 22.02.2012, el Precio de Lista del Petróleo Industrial 6 para las Generadoras Eléctricas, será aplicado al Sistema Aislado.
Asimismo en aplicación de la Resolución OSINERGHMIN N° 010-2012-OS/GART del 22.02.2012, el precio de lista del Diesel B5 GE corresponde al Sistema Aislado.

Con Oficio N° 0024-2016-GART del 11 de enero del 2016, OSINERGHMIN solicita la publicación de los precios en diversas Plantas de Venta para la fijación de las tarifas eléctricas (precios en barra), según Ley N° 28832.

Cabe precisar que el Diesel B5 GE SEA sólo se comercializa en Callao, Conchán e Iquitos; el Diesel B5 S-50 GE SEA sólo se comercializa en Callao, Conchán y Mollendo, y el Petróleo Industrial N°6 GE SEA desde Talara, Salaverry, Callao, Conchán, Mollendo, Ilo, El Milagro, Yurimaguas e Iquitos.



Precios de Referencia de Energéticos usados en Generación Eléctrica

Decreto Supremo N°012-2005-EM y Resolución OSINERG N° 062-2005-OS/CD

Fecha : Información al 31-03-2025

Precios de Referencia (Soles/galón)

Plantas	Diesel B5 ⁽¹⁾	Residual 6	Residual 500
Talara	8,93	6,72	
Piura	9,10		
Eten	9,19		
Salaverry	9,19		
Chimbote	9,10		6,80
Supe	9,02		
Callao	8,93	6,53	6,42
Conchán	8,93	6,53	6,35
Cerro de Pasco	9,28		
Pisco	9,10		
Mollendo	9,37		6,80
Juliaca	9,64		
Cuzco	9,55		
Ilo	9,37		
El Milagro	9,19		
Tarapoto	9,28		
Yurimaguas	9,73		
Iquitos	10,00	7,64	
Pucallpa	9,55		
Pto. Maldonado	10,80		
PR1P (Promedio Marzo)	8,93	6,53	6,42

Factores de Ubicación geográfica por Planta de Ventas

Plantas	Diesel B5 ⁽¹⁾	Residual 6	Residual 500
Talara	1,00	1,03	
Piura	1,02		
Eten	1,03		
Salaverry	1,03		
Chimbote	1,02		1,06
Supe	1,01		
Callao	1,00	1,00	1,00
Conchán	1,00	1,00	0,99
Cerro de Pasco	1,04		
Pisco	1,02		
Mollendo	1,05		1,06
Juliaca	1,08		
Cuzco	1,07		
Ilo	1,05		
El Milagro	1,03		
Tarapoto ⁽²⁾	1,04		
Yurimaguas	1,09		
Iquitos	1,12	1,17	
Pucallpa	1,07		
Pto. Maldonado	1,21		

* No Incluye Impuestos

** No Incluye Margen Comercial

(1) A partir de Enero 2011 se considera el Precio de Referencia del Diesel B5 en sustitución del Precio de Referencia del Diesel B2.

(2) Desde el 19.07.2010, debido al Decreto de Urgencia N°045-2010, se usan los PR1 como precios referenciales de los petróleos industriales, en sustitución de los precios promedio de importación y exportación.



Precios de Referencia de Energéticos usados en Generación Eléctrica

Decreto Supremo N°012-2005 y Resolución N° 062-2005-OS/CD

Promedio de los últimos 12 Meses Publicados : 01/04/2024 31/03/2025

Componentes del Precio de Paridad de Importación	Origen Unidades	RUSIA Baltic	COLOMBIA Bolivar (6450) Kcal/Kg	COLOMBIA Bolivar (6300) Kcal/Kg	PROMEDIO
FOB	US\$/ton	75,54	84,83	83,68	81,35
Flete (*)	US\$/ton	30,65	23,47	23,47	25,86
Seguro	US\$/ton	0,08	0,08	0,08	0,08
Costo cruce por canal de Panamá	US\$/ton	0,00	5,17	5,17	3,45
CIF	US\$/ton	106,27	108,37	107,22	107,29
Tasa Arancelaria	%CIF	0%	0%	0%	0%
Arancel	US\$/ton	0,00	0,00	0,00	0,00
Impuesto Selectivo	US\$/ton	15,01	15,01	15,01	15,01
Otros		2,15	2,16	2,16	2,16
PPI	US\$/ton	123,43	125,54	124,39	124,45
PCS	Kcal/Kg	6 400	6 450	6 300	6 383
PPI Eq. PCI Standard	US\$/ton	120,35	121,45	123,20	121,67

DATOS CONSIDERADOS:

FOB - Coal International Report:	01/04/24	al	31/03/25
Estadísticas Import. Perú	01/08/23	al	31/03/25
Estadísticas Import. Chile	01/02/24	al	31/01/25

PPI = Precio de Paridad de Importación al Poder Calorífico Superior especificado.

PPI Eq. PCS Standard = PPI en base a carbón equivalente a un Poder Calorífico Superior Standard

PPI Eq. PCI Standard = PPI en base a carbón equivalente a un Poder Calorífico Inferior Standard

Poder Calorífico Standard	Superior (HHV)	6 240,00 Kcal/Kg	Tipo de Cambio	S/. /US\$
	Inferior (LHV)	6 000,00 Kcal/Kg	31/03/2025	3,677

Anexo V: Análisis de las Opiniones y Sugerencias a la Prepublicación

En el presente anexo se realiza el análisis efectuado por Osinerghmin a las opiniones y sugerencias presentadas dentro del plazo legal otorgado, por los interesados; Concesionaria Transmisora Reque Tumbes S.A.C., Empresa de Generación Eléctrica de Junín S.A.C., Electroperú S.A., Ministerio de Energía y Minas, SUBCOMITÉ del COES, Isa Perú S.A., Red de Energía del Perú S.A., Consorcio Transmantaro S.A., Peruana de Inversiones en Energías Renovables S.A., Orygen Perú S.A.A., Compañía Eléctrica el Platanal S.A., Inland Energy S.A.C., Electro Oriente S.A., Adinelsa, Empresa de Generación Eléctrica Machupicchu S.A., Generación Andina S.A.C., Electro Ucayali S.A., Acciona.org. Perú, Amazonas Energía Solar S.A.C., Engie Energía Perú S.A. y Sr. Ronald Gonzales al proyecto de Publicación de los Precios en Barra, efectuada mediante la Resolución N° 029-2025-OS/CD.

V.1 Análisis de Opiniones y Sugerencias de Concesionaria Transmisora Reque Tumbes S.A.C.

A continuación, se realiza el análisis de las sugerencias presentadas por la empresa Concesionaria Transmisora Reque Tumbes S.A.C. (en adelante "Reque Tumbes"), remitido mediante correo electrónico marialuisa.garcia.martin@acciona.com el 24 de marzo de 2025.

V.1.1 Contrato de concesión del SGT

Reque Tumbes señala que, en la resolución se fija la anualidad por peaje de conexión e ingreso tarifario en la cantidad de S/ 5 533,123; ientras que, en los cálculos realizados por parte de Reque Tumbes, considerando el último índice publicado como definitivo el de septiembre de 2024 (254,399) y el tipo de cambio del 3,728 informado en la Resolución N° 029-2025-OS/CD, resulta una anualidad de 5 785,072 soles; además solicita apoyo en identificar a que se debe esta diferencia, y en caso de que sus cálculos sean correctos, que se reconozcan en la anualidad.

Análisis de Osinerghmin

Al respecto, se observa que en los cálculos efectuados en la Prepublicación no se ha considerado el Índice de Actualización (IPP) inicial conforme a lo señalado en el Contrato de Concesión SGT "SE Nueva Tumbes 220/60 kV – 75 MVA y LT 60 kV Nueva Tumbes – Tumbes". No obstante, es importante indicar que los cálculos efectuados se han realizado para determinar un cargo unitario de Peaje SGT que recién se activará cuando se comuniquen la POC del proyecto asociado, es decir, los cálculos están sujetos a ser revisados en la primera liquidación anual de ingresos.

Por lo tanto, se consignará el IPP inicial conforme lo señala el Contrato SGT⁶⁶ y de acuerdo a la última información publicada por Departamento de Trabajo del Gobierno de los Estados Unidos de América, la que no necesariamente coincide con la información remitida por la empresa titular. Esta información se actualizará también para todos los casos en los que se está fijando un cargo unitario de Peaje SGT a activarse una vez se comuniquen la POC, según corresponda.

⁶⁶ "Cláusula 8. Régimen Tarifario

(...)

8.1 (...)

f) (...) El Índice Inicial será el último dato publicado como definitivo que corresponda al mes de la fecha de presentación de ofertas. (...)"

Finalmente, es importante aclarar que una vez se efectúe la POC de los proyectos SGT, todos los años se efectuará una liquidación anual de ingresos (dentro del proceso de fijación de Precios en Barra), donde se revisará los saldos que puedan existir entre lo que deberá percibir el titular según su contrato y lo realmente recaudado durante el periodo de liquidación, donde los interesados pueden también participar.

Por las razones expuestas en el análisis anterior, se acoge parcialmente esta sugerencia.

V.2 Análisis de Opiniones y Sugerencias de Empresa de Generación Eléctricas de Junín S.A.C.

A continuación, se realiza el análisis de las sugerencias presentadas por Empresa de Generación Eléctricas de Junín S.A.C. (en adelante "Ege Junín"), con relación a la fijación de las Precios en Barra, remitido mediante carta EGE 002-GC-2025, con fecha 24 de marzo de 2025.

V.2.1 Cargo Prima RER

Ege Junín señala que, en la hoja "*Cargo Prima*" en la celda F105 para el cálculo del Factor de Reducción 2025 se está tomando como referencia la suma de la producción más EDI desde el mes de abril 2025 hasta marzo 2026; cuando debe ser desde mayo 2025 hasta abril 2026.

Análisis de Osinergmin

Al respecto, se ha revisado sobre el rango de celdas para el cálculo del Factor de Reducción 2025 y en efecto se visualiza que no corresponden las celdas seleccionadas; en ese sentido, se corrigió lo indicado por Ege Junín.

Por las razones expuestas en el análisis anterior, se acoge esta sugerencia.

V.2.2 Ingresos de Energía

Ege Junín señala que, en la hoja "*Ingresos Energía*" desde la fila 38 hasta la fila 49 desde columna "*EV*" hasta la "*GN*" se está tomando como referencia la energía del año anterior, donde se debe tomar en consideración la proyección utilizada por el COES el cual debe ser consistente con la generación histórica de cada central, debido a que una sobrestimación de energía puede generar un desajuste en el Saldo RER al final de cada año tarifario.

Análisis de Osinergmin

Al respecto, se ha revisado la hoja "*Ingresos Energía*" y en efecto corresponde modificar los cálculos considerando la última información de energía alcanzada por el COES; en ese sentido se corrigió lo indicado por Ege Junín.

Por las razones expuestas en el análisis anterior, se acoge esta sugerencia.

V.3 Análisis de Opiniones y Sugerencias de Electroperú S.A.

A continuación, se realiza el análisis de las sugerencias presentadas por Electroperú S.A. (en adelante "ELP"), con relación a la fijación de las Precios en Barra, remitido mediante correo electrónico rgonzales@electroperu.com.pe, con fecha 25 de marzo de 2025.

V.3.1 Proyección de Demanda

ELP señala que, sobre la demanda propia 2024 del SEIN, de debe actualizar acuerdo con el informe anual 2024 del COES/SGI, Rev-1, dado que no se debe considerar la exportación a Ecuador (en enero 2024) sobre ello en la presentación señala que “no se considera la inyección ni absorción de energía de los BESS”, destacando el reporte la energía producida por las unidades de generación al SEIN. Sin embargo, para los fines de determinación de la demanda neta del SEIN, de acuerdo con el informe COES/D/DO/SME-INF-192-2023, se consideran los aportes de los BESS (inyecciones y retiros). Es decir, el valor -5,718 GWh (aporte neto de 05 BESS) y los 2,969 GWh exportados a Ecuador nos llevaría a una demanda neta de energía del SEIN 2024 de: $60\,028,695 - 5,718 - 2,969 = 60\,020,008$ GWh.

Análisis de Osinerghmin

En relación con la exclusión de la exportación a Ecuador en la demanda de energía del SEIN, se acoge lo mencionado.

En cuanto a la inclusión de los aportes de los BESS (inyecciones y retiros) en la determinación de la demanda neta de energía del SEIN, es importante precisar que, de acuerdo al “Informe de la Operación Anual – 2024” publicado por el COES, no considera la inyección ni absorción de energía de los BESS, tal como se muestra en la siguiente imagen, por lo que no se acoge la sugerencia.

Por tipo de Generación	últimos 3 meses			Acumulado Anual			Hace 2 años	
	Oct-24	Nov-24	Dic-24	2024	2023	Var (%)	2022	Var (%)
Hidroeléctrica	1 975,80	2 404,68	3 257,48	30 810,99	27 863,81	10,58%	28 486,35	-2,19%
Termoeléctrica	2 615,02	2 197,79	1 415,52	24 041,81	27 219,98	-11,68%	24 846,56	9,55%
Eólica	369,18	311,24	373,97	3 913,51	2 353,37	66,29%	1 930,10	21,93%
Solar	135,24	128,25	135,37	1 262,38	956,17	32,02%	821,19	16,44%
Producción Total	5 095,24	5 041,95	5 182,35	60 028,69	58 393,34	2,80%	56 084,20	4,12%
Importación	0,00	0,00	0,00	0,00	12,85	-100,00%	32,10	-59,96%
Exportación	0,00	0,00	0,00	2,97	24,42	-87,84%	0,53	4504,99%
Intercambios Internacionales	0,00	0,00	0,00	2,97	11,57		32,63	

Nota: No se incluye la inyección ni absorción de energía de los BESS.

Fuente: COES - Informe de la Operación Anual 2024 (Versión: 01)

En ese sentido, dado que los intercambios internacionales representaron un total de 2,97 GWh y no deben ser considerados en la demanda del SEIN, se procede a actualizar su valor a 60 026 GWh.

Por las razones expuestas en el análisis anterior, esta sugerencia se acoge parcialmente.

V.3.2 Canon del agua

ELP señala que, respecto al canon del agua, un asunto de concepto es la finalidad de atribuir a las CCHH un valor base de “costo de operación” deducido de los Precios Máximos de Generador a Distribuidor de Servicio Público (según el artículo 47° de la LCE al que nos lleva al artículo 107° de la LCE). Precisamente esto es lo fijado en el numeral 5.1 del PR-31, como primer componente (CUE) del Costo Variable de las CCHH (CVH). En este sentido, cuando en la Ley 28832 se da una nueva definición para el Precio a Nivel Generación, este precio se encuentra en el ámbito del Servicio Regulado y para los fines de compensaciones entres los titulares del servicio de Distribución. Por lo tanto, ese Precio a Nivel de Generación no puede ser atribuido como representativo del que señala el artículo 215° del RLCE, sobre la base del 107° de la LCE, que nos lleva

al método explícito establecido en el 47° de la LCE y que —a la fecha, de facto— se viene aplicando por las CCHH del SEIN, con la aprobación y formulación propia de la Autoridad Nacional del Agua.

Análisis de Osinerghmin

Con relación a la opinión de ELP relacionada a la determinación del canon del agua, ver análisis de Osinerghmin a la opinión al comentario xii) del literal V.5.2 del SUBCOMITÉ.

Por las razones expuestas en el análisis anterior, no se acoge esta sugerencia.

V.3.3 Límites de transmisión

ELP señala que, respecto a los límites de transmisión hacia el sistema sur, se debe incidir en que el mismo COES, dentro de los archivos de configuración de sus modelos de Programación de la Operación, ha establecido las condiciones por las que se aplica las previsiones del Estudio de Estabilidad de su informe COES/D/DP-SNP-105-2024 y que se reflejan en los resultados que muestran, diariamente, los informes IEOD del COES, en donde los valores máximos horarios del flujo hacia el sistema sur (del conjunto de L-2051/L-2052; L-5033; L-5034), no vienen superando los 1 500 MW.

Por otro lado, en el último PMPO del COES/SPR, para el horizonte marzo 2025-abril 2026, se aprecia que el flujo de transmisión Centro-Sur no supera los 1 600 MW, de conformidad con las restricciones del archivo csumcirc.dat del SDDP.

Por otro lado, en los PSO del COES/SPR, se tiene configurado, para las previsiones del Yupana, las regiones de seguridad por cada bloque de demanda;

Además que, los resultados SDDP y los límites de consigna para los PSO y PDO están muy lejos de lo establecido por Osinerghmin para el inverosímil flujo hacia el sur, en cuanto a los 2 746 MW para todos los bloques horarios de estiaje y avenida del horizonte FITA 2025.

Análisis de Osinerghmin

Los programas de optimización de mediano y corto plazo son resueltos mediante los modelos SDDP y YUPANA, respectivamente. Ambos modelos incorporan restricciones propias del corto plazo, siendo el modelo SDDP el encargado de proporcionar las descargas del Lago Junín al modelo YUPANA. Además, ambos modelos utilizan los límites de transmisión determinados por el software ORGANON.

El software ORGANON determina dichos límites en función de variables operativas de corto plazo. Para ello, utiliza como datos de entrada la topología actual del sistema (tanto en su configuración completa como en condiciones N-1), estadísticas de fallas recientes, un listado de contingencias basado en la red vigente, esquemas de protección actualmente implementados y el punto de operación inicial estimado por el Estimador de Estado del COES (EMS).

En contraste, el modelamiento de mediano plazo —definido para horizontes de simulación de cuatro (04) años o más— considera la incorporación de proyectos de generación y transmisión, lo que modifica tanto el parque de generación como la topología de la red. Por este motivo, las regiones de seguridad calculadas por el software ORGANON, al basarse exclusivamente en información de corto plazo, no resultan aplicables a modelos de mediano plazo con fines tarifarios.

Por las razones expuestas en el análisis anterior, no se acoge esta sugerencia.

V.3.4 Lago Junín

ELP señala que, en la evaluación FITA2025, se ha incluido, erróneamente, el nivel inicial del lago Junín correspondiente a enero de 2023 (28,6293 hm3) en lugar de enero de 2024 (18,772 hm3), como se aprecia en la tabla inferior (del SUBCOMITÉ para la FITA2025), valor que incluso refleja el incumplimiento del Plan de Descarga (PD) aprobado por el ANA para el año 2023, según Resolución Directoral N° 0282-2023-ANA-AAA.MAN (de 2023-05-09) que establecía 21,21 hm3.

Archivo Perseo (Prepublicación)

1234567	X1234567890123456789012345X123456	X123456	X123456789X1234567890X1234567890X1234567890
CODIGO	NOMBRE	CUENCA	AFLUENTEMAXIMO MINIMO INICIAL FINAL
EM-0201	Yuracmayo	CU-200	QN-ta1 48.3000 5.0000 21.0230 21.0230
EM-0202	LAG. STA EULALIA 1	CU-200	QN-sh1 40.0100 5.0000 15.3179 15.3179
EM-0301	Viconga	CU-300	QN-301 30.0000 0.0000 5.0842 5.0842
EM-0401	Paron	CU-400	QN-401 49.4800 0.0000 44.7700 44.7700
EM-0402	Cullicocha	CU-400	QN-402 10.0000 0.0000 4.1880 4.1880
EM-0501	Gallito Ciego	CU-500	QN-501 371.9030 0.0000 282.8323 282.8323
EM-0801	Lago Junin	CU-800	QN-801 314.7410 0.0000 28.6293 28.6293

Archivo de trabajo de SUBCOMITÉ (Propuesta)

	Vmax	Vmin	Fita 2024	Fita 2025	
EM-0201	Yuracmayo	48.3	5	9.3300 21.4715	
EM-0202	LAG. STA EULALIA 1	40.01	5	6.6400 15.3000	
EM-0301	Viconga	30	0	2.5440 5.0840	
EM-0401	Paron	49.48	0	44.770 44.770	
EM-0402	Cullicocha	10	0	3.2450 4.1880	
EM-0501	Gallito Ciego	371.903	0	97.3350 282.2490	
EM-0801	Lago Junin	314.741	0	28.6290 18.7720	Info Statkraft
EM-0802	Malpaso	23.566	0	18.8183 21.6847	

Finalmente indica que en las evaluaciones del Estudio Hidrológico 2023 y de Energía Firme 2025 de Statkraft este generador consigna valores distintos para el volumen final del lago Junín al cierre del año 2023 (31 de diciembre). En el caso de la Energía Firme 2025, que debe incluir la información al 01 de enero de 2024 (cierre de 2023), Statkraft ha incluido el valor del 01 de enero de 2023 (un valor mayor), lo cual incrementa el volumen inicial del PR-13 (prom últimos 10 años) e incrementa la confusión en los datos relacionados con los valores fijados en los PD del lago Junín (Chinchaycocha), teniendo en cuenta su manejo sensible para los acuerdos establecidos entre el MINEM, MINAM, ELP, Statkraft, ANA y Comunidades aledañas al lago, para los compromisos de manejo ambiental y sus Planes de Acción.

Análisis de Osinergmin

Se ha verificado, a través del Informe de Evaluación de la Operación Diaria del 31 de diciembre de 2023 emitido por el COES, que el volumen del Lago Junín ascendió a 18,7720 hm³. En ese sentido, dicho valor debe ser considerado como el nivel inicial del Lago Junín para el mes de enero de 2024.

Por las razones expuestas en el análisis anterior, se acoge esta sugerencia.

V.4 Análisis de Opiniones y Sugerencias del Ministerio de Energía y Minas

A continuación, se realiza el análisis de las sugerencias presentadas por el Ministerio de Energía y Minas (en adelante “MINEM”), con relación a la fijación de las Precios en Barra, remitido mediante Oficio N° 0569-2025-MINEM/DGE, con fecha 25 de marzo de 2025.

V.4.1 Criterios para la determinación del Margen de Reserva

El MINEM menciona que para determinar el Margen de Reserva del Sistema Aislado Iquitos utiliza la metodología establecida por Osinerghmin para la determinación del Margen de Reserva Firme Objetivo (MRFO); es decir que utiliza el método probabilístico para su determinación (LOEE), y al final agrega una unidad en mantenimiento.

Al respecto, el MINEM no considera que el SEIN corresponde a un mercado de generación competitivo; mientras que, el Sistema Aislado Iquitos se reconoce toda la inversión eficiente realizada (Costos Medios), ya que el MRFO conjuntamente con la Tasa de Indisponibilidad Forzada son insumos para la determinación del Precio Básico de Potencia y corresponde a una señal de mercado, criterio que no son utilizados para los sistemas aislados.

Para el caso del Sistema Aislado Iquitos, se utiliza netamente el criterio probabilístico, mientras que el MINEM presenta un criterio probabilístico (LOEE) y le suma el criterio determinístico (Unidad más grande).

Por tanto, la metodología utilizada por el MINEM no es aplicable para el Sistema Aislado Iquitos.

Por las razones expuestas en el análisis anterior, no se acoge esta sugerencia.

V.4.2 Evaluación del Margen de Reserva propuesto por el MINEM

MINEM evalúa la proyección de la demanda, oferta o factor de indisponibilidad, el método probabilístico LOEE resulta un margen de reserva de 18% (promedio de los valores presentados en su informe) que resulta menor al margen de reserva propuesto de 21,8% para el periodo 2025 – 2029.

Por lo tanto, considerando que el MINEM no evaluó la propuesta del proyecto de Margen de Reserva publicada con la Resolución N° 029-2025-OS/CD, se considera desestimar el valor propuesto por el Minem respecto a los valores que resultaron de la aplicación del LOEE.

Por las razones expuestas en el análisis anterior, no se acoge esta sugerencia.

V.4.3 Evaluación periódica del Margen de Reserva

El proyecto de Margen de Reserva del Sistema Aislados Iquitos publicado con Resolución N° 029-2025-OS/CD fue determinado para el periodo cuatrianual, mayo 2025 – abril 2029; por consiguiente, en su oportunidad se deberá determinar para el periodo mayo 2029 – abril 2033.

Por lo tanto, se adoptó el criterio de fijar el Margen de Reserva del Sistema Aislados Iquitos cada cuatro (4) años.

Por las razones expuestas en el análisis anterior, no se acoge esta sugerencia.

V.5 Análisis de Opiniones y Sugerencias del SUBCOMITÉ del COES

A continuación, se realiza el análisis de las sugerencias presentadas por el SUBCOMITÉ del COES, mediante carta SUBCOMITÉ-03-2025 recibido el 25 de marzo de 2025.

V.5.1 Demanda

Se tienen los siguientes comentarios asociados a esta variable:

- i) De acuerdo con el Informe 248-2023-GRT, que la demanda de intercambios internacionales no se tiene en cuenta para la fijación de los Precios en Barra.

Con base en este criterio, se solicita proceder con la actualización de la Producción de Energía del SEIN en la hoja "Datos Históricos" del archivo "Proyección_Demanda_FITA 2025 (PP).xslm". Actualmente, el documento contempla una producción total de 60,029 GWh, cifra que incluye los intercambios internacionales (importación y exportación), lo cual contradice lo establecido por OSINERGMIN en el párrafo mencionado anteriormente. Según la información proporcionada por el COES, los intercambios internacionales representaron un total de 2,97 GW.h. Por lo tanto, siguiendo lo indicado en el informe técnico 248-2023-GRT, la demanda que debe registrarse en los datos debe ser 60,026 GW.h, excluyendo los intercambios internacionales.

- ii) Actualizar la demanda regulada al cierre del año 2024; ya que, la información del SICOM indica que dicho valor es de 53,223 GW.h frente a los 52,761 GW.h considerados en la hoja "Datos Históricos" del libro "Proyección_Demanda_FITA 2025(PP).XLSM".
- iii) Actualizar el Precio Medio Venta de Energía conforme a la información proporcionada por el SICOM. En la hoja "Datos Históricos" del libro "Proyección_Demanda_FITA 2025 (PP).xslm" se ha considerado una facturación de 22 649,352 miles S/ mientras que en el SICOM indica una facturación 23 095,274 miles S/. La observación también aplica a las ventas de energía en la cual se ha considerado 52,761 GW.h de energía mientras que el SICOM indica un valor de 53,223 GW.h de energía. Estos valores originan un Precio Medio Venta de Energía 11.54 ctv US\$/kWh frente a los 11.42 ctv US\$/kWh considerados.
- iv) Tanto en libro "Proyección_Demanda_FITA 2025 (PP).xslm" y los archivos (Workfile) de Eviews se debe actualizar el Precio Medio Venta de Energía.
- v) En la hoja "Proyección_GRT" del libro "Proyección_Demanda_FITA 2025 (PP).xslm" se ha registrado la proyección demanda de cargas especiales a través de comunicaciones con los agentes interesados, sin embargo, Osinerghmin no presenta los sustentos de dichas comunicaciones. No muestran fichas técnicas ni correos de recepción.
- vi) En el informe presentado por Osinerghmin se evidencia que se incorporan ampliaciones y nuevos proyectos teniendo en cuenta correos electrónicos, ello debería ser sustentados por Osinerghmin de acuerdo con su propia metodología. Dichas empresas son el caso de Pampas del Pongo, Minera Coroccohuayco, Proyecto Ariana, Los Chancas, Unidad Minera Shahuindo, Chancadora PEBBLES, ver siguiente tabla:

Item	Nuevos Proyectos & Ampliaciones	2025	2026	2027	Comentarios
1	Pampas del Pongo		7	9	Correo electrónico recibido el 21/01/2025
2	Minera Coroccohuayco			15	Correo electrónico recibido el 20/01/2025
3	Proyecto Ariana			5	Carta S/N recibida el 20/01/2025
4	Los Chancas			100	Carta N° 25.009 recibida el 20/01/2025
5	Unidad Minera Shahuindo	6	6	8	Correo electrónico recibido el 21/01/2025
6	Chancadora PEBBLES (Hudbay)		1	1	Carta N° 005-2025/LG/HB recibida el 21/01/2025
7	Proyecto Yumpag - Buenaventura		8	8	SCG

De igual manera, en las ampliaciones y nuevos proyectos presentados por Osinerghmin en la hoja "Proyección_GRT" del archivo "Proyección_Demanda_FITA 2025 (PP).xslm", se ha registrado el Proyecto Yumpag de Buenaventura como un proyecto que habría sido incorporado por el SUBCOMITÉ. No obstante, el SUBCOMITÉ no ha incluido dicho proyecto en su publicación. Por lo tanto,

Osinergrmin debería sustentar las razones por las cuales está considerando la inclusión de este proyecto, de acuerdo con su propia metodología.

Análisis de Osinergrmin

Al respecto, los comentarios referidos a actualizaciones, se acogen toda vez que, la información empleada en los cálculos de la proyección de la demanda del Proyecto de Resolución se realizó con información al cierre del 31 de enero de 2025.

Dicho ello, se ha analizado cada uno de los comentarios recibidos desde el acápite i) hasta el vi). Los resultados son los siguientes:

Comentario i) Se ha descontado los intercambios netos con Ecuador de la demanda de energía del SEIN. Por tanto, se acoge el comentario.

Comentario ii) La demanda regulada presentada en la hoja “Datos Históricos” del libro “Proyección_Demanda_FITA 2025(PP).xslm” ha sido actualizada a partir de la Base de Datos del SICOM última disponible en el portal web institucional. Sin embargo, el SUBCOMITÉ debe tomar en cuenta que la demanda de energía regulada no debe incluir la demanda de los sistemas eléctricos aislados. Por tanto, se acoge parcialmente el comentario.

Comentario iii) El Precio Medio de venta de energía ha sido actualizado; sin embargo, en línea con la respuesta brindada en el comentario ii), dicho precio debe ser calculado con el total de energía y su respectiva facturación de los sistemas eléctricos únicamente del SEIN. Por tanto, se acoge parcialmente el comentario.

Comentario iv) Los archivos de proyección de la Demanda (archivos de cálculos y Workfiles) han sido actualizados; debido a que en el Proyecto de Resolución se contaba con datos preliminares y/o cerrados a enero 2025 y, no porque el Precio Medio Venta de Energía ha sido calculado de forma errónea. Por tanto, se acoge parcialmente el comentario.

Comentario v) La proyección de la demanda de cargas especiales presentada por Osinergrmin se encuentra debidamente sustentada, por lo que en el Informe Técnico N° 136-2025-GRT que respaldó el Proyecto de Resolución, así como en el presente informe (Anexo A, Cuadro A.5) se enlista con detalle las cartas y correos que las empresas enviaron en atención al requerimiento de información que Osinergrmin efectuó en enero 2025 sobre las proyecciones de su demanda que requerirán sus instalaciones y proyectos durante el periodo 2025 – 2027, así como la demanda en potencia y energía del año 2024. Asimismo, dichas comunicaciones se encuentran disponibles al público en general y en caso de requerirse, puede realizarlo mediante una Solicitud de Acceso a la Información Pública. Por tanto, no se acoge el comentario.

Comentario vi) En línea con la respuesta brindada en el comentario v), se precisa que, las ampliaciones y los nuevos proyectos han sido evaluados considerando la información de primera fuente (proporcionada por las empresas). En cuanto al proyecto Yumpag de Buenaventura, se ha verificado que corresponde retirar ese proyecto de las previsiones de la demanda. En ese contexto, se considera la

actualización de las proyecciones de demanda para los nuevos proyectos. Por tanto, se acoge parcialmente el comentario.

Por lo expuesto, el comentario i) se acoge; mientras que, los comentarios ii), iii), iv) y vi) se acogen parcialmente; y, el comentario v) no se acoge.

V.5.2 Modelamiento

Mantenimiento

- vii) En la propuesta FITA se consideró el programa de mantenimientos COES que contempla hasta diciembre 2025, en el cual se puede apreciar un mantenimiento simultáneo de centrales importantes para el mes de abril 2025; sin embargo, en el cálculo compensaciones SST GD-REP se aprecia que no se ha respetado dicho programa, reduciéndolo a casi la mitad del tiempo para las centrales CT Chilca y CT Fenix.

Análisis de Osinergmin

Respecto al programa de mantenimientos, se ha actualizado para el 2025 de acuerdo con lo publicado por el COES en su Programa Anual de Intervenciones (PAI) del 2025.

Por las razones expuestas en el análisis anterior, se acoge esta sugerencia.

- viii) En el archivo SINAC.EMB se aprecia que el volumen de agua inicial y final del lago Junín se ha considerado un valor erróneo de 28,6293 y no de 18,772 millones de m³. En efecto, se observa que se ha utilizado el volumen de inicio del año 2023, debiéndose considerar el valor de inicio del año 2024, debido a que la simulación comienza con el año 2024 y no el 2023. Dicho valor puede comprobarse con los reportes disponibles en el portal de COES.

Ahora bien, se entiende que el Osinergmin ha considerado dicho valor para evitar un volumen de agua que lleva a la no convergencia del modelo PERSEO 2.0 para la secuencia hidrológica que considera los caudales más bajos históricamente (1991 – 1992); sin embargo, consideramos que dicha no convergencia es salvable con la relajación del porcentaje mínimo exigible para la “Evaporación del lago Junín” modelada en el archivo SINAC.DAG, esto es establecer un porcentaje mínimo de 20% en vez de 90%. Cabe resaltar que en dicho archivo se encuentran distintos valores de exigencias, los cuales van desde 0% a 100%, por lo que consideramos no son valores rígidos establecidos y que más bien son valores que pueden ser establecidos acorde a las necesidades de la simulación.

Análisis de Osinergmin

En relación a lo comentado, se ha verificado de acuerdo al Informe de Evaluación de la Operación Diaria del 31 de diciembre de 2023 emitido por el COES, que el volumen del Lago Junín ascendió a 18,7720 hm³; asimismo respecto al porcentaje mínimo de evaporación, es una variable de ajuste en casos cuando se presente situaciones de no convergencia. En base a ello, corresponde actualizar los valores debe ser considerado como el nivel inicial del Lago Junín para el mes de enero de 2024.

Por las razones expuestas en el análisis anterior, se acoge esta sugerencia.

- ix) En el archivo SINAC.FZD se observa que la CE Punta Lomitas ha sido conectada a la barra con código SICN129 (Derivación 220 kV). Sin embargo, dicha barra no

tiene conexión alguna con otra barra, por lo que la energía modelada no es utilizada. Al respecto, debe corresponder la barra SICN-25 (Ica 220 kV). En los archivos SINAC.FZD y EGF.CSV, figuran la energía considerada para CE Punta Lomitas (RER64) como dato de ingreso a PERSEO 2.0 y datos resultados de producción de dicha central.

Análisis de Osinergmin

Se ha modelado la barra Derivación 220kV (SICN129) y las líneas asociadas. Por lo cual, la central eólica Punta Lomitas y Expansión Punta Lomitas se han modelado en la barra Derivacion 220kV.

Por lo expuesto, se acoge parcialmente el comentario.

- x) En el archivo SINAC.HID se puede encontrar que el caudal QN-sh1 para agosto 2023 figura con valor negativo.

188	2021	3.6439	1.8630	2.4193	1.8129	0.4207	0.5000	0.2710	0.2250	0.3399	0.4013	0.6645	1.4486
189	2022	0.9374	2.4615	3.0087	1.7847	0.2324	0.3029	0.2907	0.2942	0.2155	0.3218	0.1547	0.3649
190	2023	1.7165	3.2219	3.9159	2.0146	0.3663	0.1354	0.0874	-0.0358	0.0313	0.3743	1.0690	2.3690
191	Interconexión Sta. Eulalia												
192	Interconexión Sta. Eulalia												

Extracto del archivo SINAC.HID

Al respecto, de la revisión del Estudio hidrológico se debe considerar la siguiente información para el caudal QN-sh1:

AÑO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC
2023	1.7165	3.2219	3.9159	2.0146	0.9410	0.3827	0.3321	0.3451	0.4323	0.7953	1.0690	2.3690

Caudales QN-sh1 para el año 2023

Análisis de Osinergmin

Como resultado del proceso de naturalización de caudales, se identificó un valor anómalo (negativo) que no corresponde al comportamiento físico esperado. Esta desviación se atribuye a una posible inconsistencia en los datos empleados o en el procedimiento de balance aplicado, motivo por el cual se ha procedido a su revisión y ajuste correspondiente.

Por las razones expuestas en el análisis anterior, se acoge esta sugerencia.

- xi) Potencias Efectivas de centrales en ciclo combinado

En el archivo SINAC.GTT se aprecia que el Osinergmin ha considerado la mayor potencia efectiva de los ciclos combinado en modo de operación 2x1 o 3x1, prorrateándola entre los grupos que la conforman, por tanto, la potencia de cada grupo no corresponde a ninguna prueba de Potencia Efectiva aprobada en COES, como tampoco figura en algún programa de despacho económico real. Las centrales modeladas de esta manera son: VENTANILLA CCOMB TG3 & TG4 – GAS F. DIRECTO, CHILCAI CCOMB TG1 & TG2 & TG3 – GAS, KALLPA CCOMB TG1 & TG2 & TG3 – GAS y FENIX CCOMB GT11 & GT12 – GAS.

Análisis de Osinergmin

Con relación al comentario sobre la potencia de las unidades de ciclo combinado con gas natural de Camisea, cabe mencionar que el SUBCOMITÉ en procesos anteriores ha realizado comentarios similares, lo cual ha sido respondido en dichas ocasiones.

Al respecto, en Fijaciones de Precios en Barra anteriores, ante la observación del mismo SUBCOMITÉ se optó por asignar de manera proporcional a la Potencia Efectiva de cada unidad de ciclo combinado, la Potencia Efectiva total de la central de ciclo combinado, ello, por ejemplo, ante la observación realizada por

dicho Subcomité en el proceso de Fijación de Precios de Barra para el periodo mayo 2013 – abril 2014, como en el caso de la potencia de las unidades de la C.T. Ventanilla. Ante ello, Osinergmin consideró válida la observación por lo que modificó los datos de entrada en el modelo PERSEO 2.0, repartiendo la potencia total del ciclo combinado de la C.T. Ventanilla de manera proporcional con la finalidad que el total de los ciclos combinados que representan a la central alcancen la Potencia Efectiva total de la central en ciclo combinado; esta precisión fue realizada también en el análisis al comentario realizado por el SUBCOMITÉ en el proceso de Fijación de Precios de Barra para el periodo mayo 2024 – abril 2025 en atención a un comentario similar, lo cual se indica en el Informe N° 210-2024-GRT de dicho proceso.

Dicho ello, se ha verificado que para los ciclos combinados de las centrales C.T. Ventanilla, C.T. Chilca 1, C.T. Kallpa y C.T. Fenix operando a gas natural, para la etapa de prepublicación se ha considerado las pruebas de Potencia Efectiva aprobadas por el COES, aplicando el criterio descrito anteriormente que se viene utilizando en Fijaciones de Precios en Barra anteriores.

Al respecto, en la etapa de prepublicación como se indica en el Informe de sustento, se utilizaron los datos de las aprobaciones de Potencia Efectiva al 31 de enero de 2025, en las cuales las Potencias Efectivas totales de la centrales en ciclo combinado a gas natural vigentes a dicha fecha corresponden a: C.T. Chilca con 803,38 MW (COES/D-1047-2022), C.T. Fenix con 571,96 MW (COES/D-1175-2023), C.T. Kallpa con 896,27 MW (COES/D-842-2022), C.T. Ventanilla con 449,32 MW sin fuego adicional y 476,17 MW con fuego adicional (COES/D-877-2023), siendo que en base a ello, se realizó la repartición proporcional. Al respecto, de la misma forma en la etapa de Publicación se actualizarán las Potencias Efectivas que hayan sido aprobadas posterior a dicha fecha y publicadas por el COES al 31 de marzo de 2025.

Finalmente, la asignación en forma proporcional a la Potencia Efectiva de las unidades de ciclo combinado ha sido utilizada en el presente proceso de Fijación de Precios de Barra, tal es así que los valores consignados corresponden a la repartición proporcional de la Potencia Efectiva total del ciclo combinado de la respectiva central entre sus unidades de ciclo combinado, con ello se logra considerar dentro del modelo PERSEO 2.0 la capacidad de potencia disponible para todo el conjunto de la central basado en la información de las pruebas de Potencia Efectiva total de la central operando en ciclo combinado, ya que sin ello, se restringiría parte de la oferta de generación en el sistema.

Por las razones explicadas en el análisis, no se acoge el presente comentario.

xii) Valor del canon de agua

En el archivo SINAC.CHH se puede observar que el valor del canon de agua ha tomado como referencia el Precio a Nivel de Generación (PNG) y no el Precio en Barra. Consideramos que este criterio no es correcto conforme se explica a continuación.

El criterio de considerar el Precio en Barra es acorde con el Artículo 107° de la LCE y Artículos 125° y 215° del RLCE, los cuales señalan lo siguiente:

El artículo 107° de la LCE establece que los concesionarios que utilicen energía de fuentes hidráulicas están afectas al pago de una retribución única al Estado, la cual no podrá ser superior al 1% del precio promedio de energía a nivel de

generación, calculado de acuerdo con el procedimiento que señale el Reglamento.

El artículo 215° del RLCE establece que el precio promedio de energía a nivel de generación señalado en el artículo 107° de la LCE, será equivalente al Precio Básico de Energía, calculado según el Artículo 125 del Reglamento.

Finalmente, el artículo 125° del RLCE establece la metodología para el cálculo del Precio Básico de Energía al cual se refiere el artículo 47° de la LCE, los cuales establecen la metodología para calcular los actuales “Precio en Barra”.

Cabe resaltar que este precio es concordante con el precio unitario que utiliza la Autoridad Nacional del Agua (ANA) en la facturación por la retribución al Estado por el uso del agua asociado a las centrales hidroeléctricas; como también concuerda con el valor del agua que utiliza el COES para la programación del despacho económico del SEIN.

Como evidencia de que en el SEIN se viene utilizando como valor unitario de la retribución al Estado por el uso del agua al 1% del “Precio en Barra”, y por ello debe ser reflejado de esa misma manera en las simulaciones en PERSEO, en las siguientes figuras se muestran:

- Un recibo del ANA hacia un Generador, en el cual se puede observar que la tarifa unitaria coincide con el 1% del “Precio en Barra” en horas de fuera de punta (PEMF) de la barra Lima.

- Parte del reporte de Costos Variables utilizados por COES para la programación del despacho económico del 10/1/2025, en el cual se muestra que utiliza como canon de agua el 1% del “Precio en Barra” en horas de fuera de punta (PEMF) de la barra Lima. Cabe resaltar que los programas de despachos económicos y toda la información utilizada para su elaboración es de acceso público vía el Portal de COES, los mismos que son verificados por Osinergmin; en caso corresponde al cumplimiento del numeral 5.1 del Procedimiento Técnico N°31 que se refiere a los Costos Variables de las Centrales Hidroeléctricas¹. Dicho esto, se da por válido el uso del “Precio en Barra” para la compensación única al Estado por el uso de los recursos naturales provenientes de fuentes hidráulicas.

Asimismo, debemos destacar que la Ley 28832 cuando establece una nueva definición para el Precio a Nivel de Generación, tiene como ámbito el Servicio Regulado y para los fines de compensaciones entre los titulares del servicio de Distribución. Por lo tanto, el Precio a Nivel de Generación no puede ser atribuido como valor representativo al que se señala el artículo 215° del RLCE, sobre la base del artículo 107° de la LCE, el cual tiene como fin establecer el precio que los concesionarios que utilicen energía de fuentes hidráulicas deban pagar la retribución única al Estado.

Análisis de Osinergmin

Con relación a lo comentado por el SUBCOMITÉ, como se indica en el Informe Técnico N° 136-2025-GRT y en el presente informe se debe considerar que en el artículo 107° de la LCE se establece que el pago que corresponde a los concesionarios de generación hidroeléctricos y geotérmicos constituye una retribución única a favor del Estado por el uso de los recursos naturales, el cual no puede ser superior al 1% del precio promedio de energía a nivel generación. Por su parte, en el artículo 214 del RLCE se establece que el titular de la central de generación abona mensualmente el referido pago, para lo cual efectúa una

autoliquidación de la retribución que le corresponde, tomando en cuenta la energía producida en el mes anterior y el 1% del precio promedio de la energía a nivel de generación.

Como puede apreciarse de las disposiciones normativas citadas, el criterio para determinar el canon hídrico implica observar el precio promedio de la energía a nivel generación. Ahora, si bien es cierto que antes el precio de la energía correspondía a los precios en barra, esto cambió con la entrada en vigencia de la Ley N° 28832, mediante la cual se creó el Precio a Nivel de Generación que viene a ser un promedio ponderado de los precios de los contratos sin licitación (promedio de los precios en barra y los contratos suscritos) y los contratos resultantes de las licitaciones de largo plazo. Esta Ley también modificó el artículo 63 de la LCE que antes disponía que las tarifas máximas a los usuarios regulados comprendían las Precios en Barra, reemplazándolas por el PNG.

Por lo tanto, los artículos 107 de la LCE y 214 del RLCE deben ser interpretados conforme la legislación vigente, debiendo entenderse que cuando se refieren al precio promedio de la energía a nivel generación se refieren al Precio a Nivel de Generación o no a los Precios en Barra.

El análisis legal correspondiente se encuentra desarrollado en el Informe Legal 138-2025-GRT.

Por las razones explicadas en el análisis, no se acoge el presente comentario.

- xiii) En lo referente de las potencias consideradas como reserva para RSF, se observa que se ha utilizado algunos meses del año 2023 para representar al año 2024. Consideramos debe tomarse los valores ejecutados de reserva para RSF del año 2024, los cuales están disponibles en el Portal Web de COES, los mismos que fueron alcanzados en la Propuesta del SUBCOMITÉ. En lo referente del año 2025, los valores totales que se han considerado tienen alguna similitud con el año 2024. Al respecto, el año 2025 tiene distintos valores de reserva, tal como se muestran en el Informe COES/D/DO/SEV-INF-030-2024, los cuales están disponibles en el Portal Web de COES y que, a su vez, fueron alcanzados en la Propuesta del SUBCOMITÉ.

Análisis de Osinerghmin

Se ha verificado la existencia de diferencias entre algunos valores inicialmente considerados para la RSF y los datos ejecutados correspondientes al año 2024, disponibles en el portal institucional del COES. En ese sentido, se ha procedido a actualizar los valores correspondientes, incorporando la información publicada por el COES tanto para el año 2024 como para el año 2025.

Por las razones explicadas en el análisis, se acoge el presente comentario.

- xiv) Respecto a la restricción de la capacidad de transmisión del enlace centro – sur, comprendido por los dos enlaces de 500 kV Colcabamba-Poroma-Yarabamba y Chilca Poroma-Ocoña-San José-Montalvo; y los dos enlaces de 220 kV Campo Armiño Cotaruse-Socabaya, se observa que en la Prepublicación se ha considerado un límite de transmisión de 2 746 MW para todo el periodo de simulación, y no ha considerado los límites señalados en el Estudio de Estabilidad 2024-2027 disponible en el Portal WEB de COES.

Confirmando nuestra posición, debemos mencionar que en la información de los Programas Diarios de la Operación (PDO) elaborados por COES se puede encontrar que establecen condiciones por las que se aplica las previsiones del

Estudio de Estabilidad del informe COES/D/DP-105-2024, los cuales se reflejan en los resultados de los reportes diarios IEOD del COES con valores de flujos de potencia que no superan los 1 500 MW del central al sur (conjunto L-2051/L-2052, L-5033 y L-5034).

Por otro lado, en el último Programa de Mediano Plazo (PMPO) del COES, periodo marzo 2025 a abril 2026, se puede encontrar resultados de flujos de potencia que no superan los 1600 MW, que responden a las restricciones del archivo csumcirc.dat de SDDP.

Finalmente, en el Programa Semanal de la Operación (PSO) elaborado por COES se toman en cuenta las siguientes regiones de seguridad, que evidentemente no están en el orden de 2 746 MW considerados por OSINERGMIN.

Por lo señalado, los límites de transmisión para los flujos de potencia del centro al sur, consignados en los programas PMPO, PSO y PDO, están muy lejos de los 2746 MW considerados por OSINERGMIN para todos los bloques de demanda y meses del año. Dicho esto, las limitaciones de flujo de potencia obtenidos del Estudio de Estabilidad de COES no solo deben considerarse límites de la operación para el ámbito operativo del tiempo real, sino también para el ámbito de mediano plazo, tal como lo es el FITA. De lo contrario existiría una desvinculación entre el despacho del corto y mediano plazo del COES y el del mediano plazo del FITA.

Análisis de Osinergrmin

Los programas de optimización de mediano y corto plazo son resueltos mediante los modelos SDDP y YUPANA, respectivamente. Ambos modelos incorporan restricciones propias del corto plazo, siendo el modelo SDDP el encargado de proporcionar las descargas del Lago Junín al modelo YUPANA. Además, ambos modelos utilizan los límites de transmisión determinados por el software ORGANON.

El software ORGANON determina dichos límites en función de variables operativas de corto plazo. Para ello, utiliza como datos de entrada la topología actual del sistema (tanto en su configuración completa como en condiciones N-1), estadísticas de fallas recientes, un listado de contingencias basado en la red vigente, esquemas de protección actualmente implementados y el punto de operación inicial estimado por el Estimador de Estado del COES (EMS).

En contraste, el modelamiento de mediano plazo —definido para horizontes de simulación de cuatro (04) años o más— considera la incorporación de proyectos de generación y transmisión, lo que modifica tanto el parque de generación como la topología de la red. Por este motivo, las regiones de seguridad calculadas por el software ORGANON, al basarse exclusivamente en información de corto plazo, no resultan aplicables a modelos de mediano plazo con fines tarifarios.

Por las razones explicadas en el análisis, no se acoge el presente comentario.

- xv) En la información publicada por Osinergrmin no se encuentra disponible el cálculo en detalle de la energía considerada para la generación forzada de las centrales RER y de Cogeneración. Osinergrmin debe publicar dicha información para mayor transparencia y trazabilidad teniendo en cuenta que dicha información también sirve, en otro procedimiento, para realizar las proyecciones para el cálculo de la prima RER.

A modo de ejemplo se puede observar que respecto a la generación de energía mensual para el año 2024, no ha sido considerada la producción real de dicho año por parte de Osinerghmin; al respecto, el SUBCOMITÉ alcanzó en su propuesta todo el detalle de dicho cálculo para su consideración.

Análisis de Osinerghmin

Respecto al modelado de las centrales RER y cogeneración mediante el archivo SINAC.FZD, el criterio aplicado es el mismo a los Precio en Barra del periodo mayo 2024 – abril 2025. Esto es, el perfil de generación mensual y por bloque horario de las centrales se calcula tomando la información de la operación anual del 2023 de la base de datos del SIOSEIN. Para aquellas centrales provenientes de las subastas RER, se distribuye la energía anual adjudicada de acuerdo con el perfil previamente determinado. Para el resto de centrales, se calcula la energía anual considerando su potencia instalada y un factor de planta anual característico según el tipo de tecnología; la cual también es distribuida con el respectivo perfil de generación previamente calculado.

Por las razones explicadas en el análisis, no se acoge el presente comentario.

- xvi) No se ha tomado en cuenta los considerandos de la Propuesta Alternativa alcanzado por el SUBCOMITÉ, con los cuales se logra un mayor grado de aproximación a la generación ejecutada histórica para el año 2024, debido a que considera la mejor información de la hidrología de dicho año por cada caudal y cuenca; así como también se tiene en cuenta las restricciones existentes de volúmenes gas natural de Camisea por empresas.

Consideramos que dichos considerandos deben ser analizados y ser materia de pronunciación por parte de Osinerghmin, debido a que logran representar de mejor manera la operación del SEIN y cumplen con lo establecido en el Artículo 47 de la LCE y 124 del RLCE.

Análisis de Osinerghmin

La metodología actual utilizada en el modelo PERSEO 2.0 cumple con lo establecido en el inciso b) del artículo 47 de la LCE y el inciso a) del artículo 124 del RLCE, los cuales indican que se debe de tomar en cuenta la información hidrológica histórica para estimar el comportamiento hidrológico para el período de análisis, considerando modelos matemáticos basados en probabilidades, tomando en cuenta la estadística disponible.

Es por ello, que la información hidrológica histórica se forma considerando escenarios hidrológicos de cuatro años consecutivos, en donde cada escenario hidrológico representa una posible disponibilidad del recurso hídrico para la operación del sistema, en consecuencia, los resultados obtenidos para cada uno de los escenarios y suponiendo que son equiprobables se obtienen los indicadores técnico económicos de un “escenario medio o esperado”, el cual es usado en el proceso tarifario. Si hacemos que la primera hidrología para todas las secuencias hidrológicas sea el año 2024 se estaría haciendo una mixtura entre datos determinísticos y probabilísticos para cada secuencia hidrológica lo cual estaría invitando a recortar el periodo de estudio y empezar desde el 2024 lo cual entra en contradicción con la metodología indicada líneas arriba.

En relación con la incorporación de restricciones de disponibilidad de gas natural proveniente de Camisea, se destaca que el modelo PERSEO está diseñado para evaluaciones de mediano y largo plazo. Por lo tanto, la inclusión de condiciones

operativas de corta duración, como la restricción de volúmenes de gas natural por días, no se considera necesaria.

Por las razones explicadas en el análisis, no se acoge el presente comentario.

V.5.3 Precio Básico de Potencia

Terreno

En línea con lo que ha venido presentando y sustentando el SUBCOMITÉ en los informes técnicos económicos de los anteriores procesos de fijación tarifaria, sobre la importancia de incluir el costo de la adquisición de terreno, reiteramos la importancia de la inclusión de esta partida dentro del CAPEX de un proyecto de generación.

Al respecto, la observación de la inclusión de este concepto dentro del procedimiento para la determinación del precio básico de la potencia fue realizado por el COES, al indicar que la partida de adquisición del terreno para la central y su subestación son costos de inversión omitidos. Dicho aporte por parte del COES fue presentado por el Osinerghmin en su informe GART/DGT N° 071-2004, como parte de los comentarios recibidos por los agentes al procedimiento para la determinación del precio básico de la potencia.

Este concepto el SUBCOMITÉ lo ha venido sustentando de manera reiterada en las diferentes fijaciones tarifarias, con lo cual Osinerghmin desconoce un gasto importante asociado al desarrollo de un proyecto, no reflejando el costo real de instalar una central térmica a diésel en el país. Hecho, que hasta la fecha no ha sido tomado en cuenta, bajo sustentos insuficientes para el SUBCOMITÉ.

Es por ello, que hemos solicitado al Osinerghmin considere otras alternativas de adquirir derecho superficial sobre el terreno donde se instalaría la unidad de generación: (i) alquiler o (ii) usufructo, durante el año 2024.

Es por ello que se solicita a Osinerghmin, bajo los procedimientos ya utilizados, determine el valor anual para ejercer el derecho superficial de un terreno necesario para la instalación de la unidad turbogas, toda vez que es un componente importante dentro de la determinación del CAPEX del proyecto.

Costos de Pruebas y Puesta en Marcha

Osinerghmin considera un valor de 542,150 USD sin sustento alguno, se observa que utiliza el mismo valor de regulación anterior afectado por un factor de ajuste. Se requiere que Osinerghmin sustente como se obtiene dicho valor teniendo cuenta que se tiene que costear el combustible requerido para dichas pruebas.

Análisis de Osinerghmin

Sobre la gestión del terreno, se verificó que, en base a lo dispuesto en la respuesta del ítem 2 del numeral 2.2 del Informe Técnico N° 438-2016-GRT que sustenta la Resolución N° 146-2016-OS/CD que resolvió el recurso de reconsideración presentado contra la Resolución N° 074-2016-OS/CD, en referencia a las partidas de adquisición de terreno para la central y su subestación se hallan incluidos en el rubro de "obras civiles". Al respecto, se precisa que los costos ahí reconocidos corresponden a costos de adecuación y de gestión del terreno necesarios previo a las obras civiles para la construcción de la central térmica más en ningún caso corresponden a los costos relacionados con la adquisición del terreno.

Sobre el comentario pruebas y puesta en marcha, cabe señalar que la actualización de las partidas económicas de la estructura de costos, es conforme al numeral 10.4 del Procedimiento, el cual involucra el factor de variación del Tipo de Cambio y los Precios al Por Mayor. Al respecto, sobre la propuesta de actualización del SUBCOMITÉ de la partida “Pruebas y Puesta en Marcha”, señalar que el Procedimiento, considera básicamente el costo de personal y equipos del proveedor necesarios para realizar las pruebas previas a la puesta en operación de la planta, en ese sentido, para la presente regulación, se ha procedido a actualizar los costos aprobados en la regulación del año 2024, mediante el respectivo factor de ajuste.

Por las razones explicadas en el análisis, no se acoge el presente comentario.

V.5.4 Otras partidas de inversión omitidas

El SUBCOMITÉ señala que, la metodología empleada en el estudio de Osinerghmin presenta limitaciones debido a que la revista GTW, utilizada como referencia, ha quedado desactualizada desde hace varios años. Esta fuente no solo carece de información sobre turbinas de 60 Hz dentro del rango de capacidad exigido por la regulación, lo que obliga a considerar máquinas de 50 Hz—una frecuencia no utilizada en el Perú—sino que además no contempla todos los costos de inversión asociados a una unidad punta. Como resultado, el análisis realizado en el estudio de Osinerghmin omite elementos esenciales que deben ser considerados para una evaluación integral. Tal como se ha sustentado en los informes tecno económicos presentados por el SUBCOMITÉ en este proceso tarifario, es necesario incluir:

- a) Costo de la grúa turbina e instrumentación general de planta
- b) Costo de las barras del generador e interruptores del circuito

Análisis de Osinerghmin

SUBCOMITÉ menciona que la revista Gas Turbine World Handbook, esta desactualizada y que no refleja todos los costos necesarios, sin embargo, señalar que, la revista periódicamente viene publicando el equipamiento que considera turbinas de gas de ciclo simple expresado USD/kW; en base a un benchmark de en el ámbito internacional; ahora sobre los elementos de conexión eléctrica del generador al SEIN, como los interruptores, seccionadores, barras entre otros, señalar que, estos son reconocidos en las partidas de los costos de inversión en el apartado de la conexión eléctrica, conforme el Procedimiento vigente.

Por las razones explicadas en el análisis, no se acoge el presente comentario.

V.5.5 Tasa de Indisponibilidad Fortuita y Capacidad de la Unidad en Punta (TIF)

Inconsistencias

El SUBCOMITÉ señala que, se ha encontrado inconsistencias en el valor del TIF empleado en el Precio Básico de Potencia, sustentado en el Informe Técnico N° 108-2025-GRT (“Fijación del Margen de Reserva Firme Objetivo y la Tasa de Indisponibilidad Fortuita para el SEIN”).

El SUBCOMITÉ sostiene que, en la Sección 3.1 del Informe Técnico N° 108-2025-GRT, se observa una deficiencia metodológica en el uso de las estadísticas NERC para la determinación del TIF (denominada también “FOF”). En detalle (ver tabla siguiente), Osinerghmin extrajo el valor de 3,54% de la columna “FOF” para turbinas de 200–299 MW, sin considerar que en la misma estadística aparece un 6.91% correspondiente a turbinas de 100–199 MW, rango que coincide actualmente con la mayor parte de las

capacidades de las unidades turbo-gas en el Perú las cuales son utilizadas en el proceso FITA (está en el rango de 154,9 MW a 206,5 MW).

Además, la potencia efectiva adoptada históricamente para el Precio Básico de Potencia del proceso tarifario eléctrico peruano se ubica dentro del intervalo "100 199 MW", y no se presenta justificación alguna en el informe Técnico N° 108-2025 GRT que sustente la elección del rango de 200-299 MW en lugar de uno más cercano a la realidad local.

Por tanto, se recomienda a Osinergmin:

1. Seleccionar el valor de TIF de 6,91% correspondiente a la estadística del NERC para el rango de potencia de turbinas gas en el rango de 100-199 MW, de modo que la capacidad efectiva refleje la realidad operativa de las turbinas en el Perú.
2. Incluir un factor de corrección local que considere las especificidades de la operación con diésel N° 2 y las condiciones logísticas y de altitud, de modo que la TIF sea representativa de la realidad del parque térmico nacional.

Asimismo, se requiere un procedimiento claro y previamente aprobado para definir los lineamientos del Margen de Reserva Firme Objetivo (MRFO) y la Tasa de Indisponibilidad Firme (TIF). Este procedimiento debe formularse de manera transparente y participativa, asegurando que todos los agentes del mercado eléctrico estén informados y puedan contribuir antes de la adopción de dichas metodologías. En línea con las prácticas regulatorias peruanas, la elaboración de estos lineamientos no debe realizarse de forma aislada, sino mediante un proceso formal que brinde previsibilidad y legitimidad a las decisiones de Osinergmin.

Segunda Disposición Complementaria

El SUBCOMITÉ señala que, si bien la modificación establecida en el artículo 1 de la Ley N° 32249 incorpora dicho concepto como parte del promedio ponderado, la normativa asociada, como el Procedimiento para la Comparación de Precios Regulados aprobado por Resolución N° 273-2010-OS-CD, aún mantiene en su numeral 6.1. la definición del Precio Promedio Ponderado, considerando únicamente el Precio Promedio Ponderado de Licitación. Además, es importante señalar que, el cálculo del Precio Promedio Ponderado Libres presentado en el proyecto de resolución, se aplicaron criterios no descritos en el procedimiento y que, a nuestra apreciación, cuenta con múltiples observaciones, las cuales se señalan a continuación:

- Base de Datos de contratos de Usuarios Libres con Información Errónea: Se incluyen múltiples usuarios libres con valores de Potencia Contratada inconsistentes. Por ejemplo, el usuario GREAT PANTHER CORICANCHA figura en la base de datos con una Potencia Contratada de 1,600 MW; sin embargo, su contrato publicado en la web de Osinergmin, indica un valor de 1,6 MW.
- Consideración de Precios de Contratos de Usuarios Libres Vencidos: Se están considerando más de 1 031 contratos de usuarios libres con fechas de vencimiento que datan de 2019. Como resultado, el promedio ponderado incluye precios de contratos que ya no están vigentes.
- Precios de Usuarios Libres en diferentes BRG: Los Precios de Energía están referenciados a la BRG de cada Usuario Libre, lo que impide una comparación directa entre ellos. En contraste, los precios de licitaciones se encuentran unificados en Santa Rosa 220 kV. Además, dado que provienen de un mercado distinto, en algunos casos

los precios de energía de los contratos de usuarios libres incluyen costos adicionales asociados a servicios entre suministradores y clientes.

- Factor de Carga utilizado para el Precio Libre Monómico: Para calcular los precios monómicos, se utiliza un Factor de Carga (FC) del 85,74%. Sin embargo, este factor se aplica tanto al Precio de Licitación como al Precio Libre, a pesar de que los consumos de estos usuarios suelen diferir significativamente.

En conclusión, y considerando que la Ley N° 32249 otorga un plazo de 120 días para la adecuación normativa, es fundamental que el procedimiento establezca una metodología adecuada para la inclusión de esta nueva señal de precios de los contratos de usuarios libres.

Fuente de Información SICLI

El SUBCOMITÉ señala que, de acuerdo con el Sistema de Información de Clientes Libres (SICLI) que contiene información de los contratos de dichos usuarios y que utiliza OSINERGMIN para el cálculo del promedio ponderado de los contratos de los usuarios libres para la Fijación de Tarifa en Barra, la calidad de la información del SICLI depende de la precisión y veracidad de los datos reportados por las empresas del sector, que en algunos casos dicha información no ha sido reportada correctamente o actualizada los datos a tiempo por lo que la calidad y confiabilidad de la información se ve afectada. De igual manera no todos los clientes libres están adecuadamente registrados o actualizados, lo que genera desajustes en la base de datos. Por lo tanto, se recomienda a OSINERGMIN implementar mecanismos más estrictos de verificación y auditoría para garantizar que los datos reportados por los generadores y comercializadores sean exactos y se actualicen puntualmente. O en su defecto considerar otra fuente de información que contenga dicha base de datos más confiable.

Análisis de Osinerghmin

En relación a las inconsistencias señaladas sobre el MRFO y TIF; ver análisis del comentario 4.1 del MINEM. En relación a lo indicado sobre la Base de Datos de Usuarios Libres (SICLI) que pudiera contener: (i) información errónea y (ii) precios de Contratos de Usuarios Libres vencidos; Osinerghmin precisa lo siguiente:

La Base SICLI contiene información proporcionada mensualmente por las empresas de suministro, la que se analiza y procesa considerando el principio de Buena Fe de las empresas. En dicha base de datos se reporta entre otros, facturaciones de Clientes Libres con los que el suministrador, sea esta generadora y/o distribuidora, mantiene contratos vigentes.

Si bien se ha verificado en la Base de datos SICLI fechas vencidas de contratos, ello no implica que se trate de registros con contratos vencidos. La información que se muestra en esa base de datos es del tipo acumulada, es decir, que su lectura es a un determinado periodo y por tal razón, las fechas de vencimiento de contratos que se verifican en el SICLI a diciembre 2024 pueden ser del primer contrato con el que el suministrador registró a su Cliente Libre en el SICLI pero que, luego ya no reportó las fechas de vencimiento de sus adendas o también puede tratarse de contratos con una cláusula de "renovación automática".

Por ejemplo, Electrodunas ha consignado para el suministro con código de cliente libre CL2158 de la empresa Sierra Antapite S.A.C. una fecha de fin de contrato 31/08/2020, sin embargo, en el portal web de Osinerghmin se verifica un contrato vigente suscrito el 21/05/2024, en el que se menciona como fecha de vencimiento el

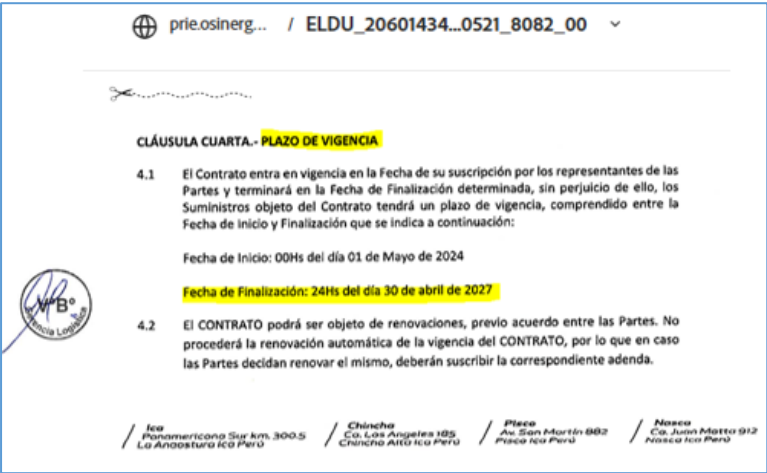
30/04/2027, ver Imagen 2. Del mismo modo, se valida para el caso del suministro con código CL2763.

Imagen 1:

A	B	C	Q	R	S	T	U	V	W	Z
AnioMes	CodEmpresa	CodPtoSuministro	Precio EFP_BRG (ctm S / kWh)	MaximaDemanda (MW)	Tabla4_EHP (MW.h)	Tabla4_EFP (MW.h)	FecIniContrato	FecFinContrato	MaxPotContrata (kW)	Área de Demanda
202412	ELDU	CL2158	19.9200	2.0608	228.3113	861.9479	1/09/2018	31/08/2020	2.000.00	8
202412	ELDU	CL2763	11.9500	0.0390	2.1075	7.7313	1/02/2020	31/12/2020	400.00	8
202412	ELNM	CL1695	16.0900	0.7134	51.8047	198.1633	1/09/2017	30/04/2020	900.00	3

Fuente: SICLI. “archivo “PLibre 25 (PP).xlsx”

Imagen 2:



Respecto del hallazgo del SUBCOMITÉ en cuanto a la inconsistencia de la Potencia Contratada del usuario GREAT PANTHER CORICANCHA consignada en el SICLI (1 600 MW) y la que realmente figura en el contrato (1,6 MW), Osinerghmin habiéndolo verificado ha notificado a la empresa que lo reportó, Coelvisac, con la finalidad de actualizar dicha información. Cabe señalar, que la información reportada por parte de los Suministradores debe ser correcta, oportuna y veraz; en caso de información errónea o falsa, corresponde evaluar las acciones de fiscalización y sanción respecto al incumplimiento a lo dispuesto en la Resolución N° 026-2012-OS/CD.

Por las razones explicadas en el análisis, no se acoge el presente comentario.

V.5.6 Sobre Pruebas y Puesta en Marcha

SUBCOMITÉ señala que, sobre la propuesta de actualización de la partida “Pruebas y Puesta en Marcha” el procedimiento considera básicamente el costo de personal y quipos del proveedor necesarios para realizar las pruebas previas a la puesta en operación de la planta, en ese sentido, para la presente regulación, se ha procedido a actualizar los costos aprobados en la regulación del año 2024, mediante el respectivo factor de ajuste.

Análisis de Osinerghmin

Sobre el comentario pruebas y puesta en marcha, cabe señalar que la actualización de las partidas económicas de la estructura de costos, es conforme al numeral 10.4 del Procedimiento Básico de la Potencia, el cual involucra el factor de variación del Tipo de Cambio y los Precios al Por Mayor. Al respecto, sobre la propuesta de actualización del SUBCOMITÉ de la partida “Pruebas y Puesta en Marcha”, señalar que el Procedimiento Básico de la Potencia, considera básicamente el costo de personal y equipos del proveedor necesarios para realizar las pruebas previas a la puesta en operación de la planta, en ese sentido, para la presente regulación, se ha procedido

a actualizar los costos aprobados en la regulación del año 2024, mediante el respectivo factor de ajuste.

Por lo tanto, no se acoge la presente sugerencia.

V.6 Análisis de Opiniones y Sugerencias de Isa Perú S.A.

A continuación, se realiza el análisis de las sugerencias presentadas por Isa Perú S.A. (en adelante "ISA"), con relación a la fijación de las Precios en Barra, remitido mediante correo electrónico dmedina@REP.com.pe, con fecha 25 de marzo de 2025.

V.6.1 Error en el uso del índice de actualización WPSFD4131

ISA señala que, la actualización del VNR y COYM del Contrato SPT de ISA (BOOT) correspondió actualizar en el periodo regulatorio mayo 2022 – abril 2023, sin embargo, Osinerghmin no realizó dicha actualización con el índice disponible a la fecha de actualización de las tarifas cuyo valor correcto es de (229,314), sino que utilizó un índice cuyo valor es de (222,768), lo que ocasiona un perjuicio económico y que para el presente periodo regulatorio mayo 2024 – abril 2025, de acuerdo con el "Proyecto de Resolución" se continúe considerando dicho índice erróneamente en sus cálculos, desconociendo el derecho a ISA Perú a una remuneración íntegra y vulnerando el principio de legalidad.

ISA sostiene que, el Contrato SPT de ISA (BOOT), se debió realizar su actualización de VNR y COYM utilizando el índice WPSFD4131 (IPP) disponible en la fecha de actualización de las tarifas cuyo valor es de 229,314 pero se continúa considerando en el presente periodo regulatorio mayo 2024 – abril 2025 el 222,768, índice que difiere de lo manifestado en los Contratos de Concesión del Proyecto antes mencionado y como ha sido establecido en periodos tarifarios anteriores por el mismo regulador.

Asimismo, conforme lo establece los literales e) de los numerales 5.2 y 5.3 del Procedimiento de Liquidación indican que, para la actualización tarifaria tanto del VNR (5.2.) como de COyM (5.3), deben prevalecer los criterios del Período de Revisión y/o los índices de Actualización (incluyendo el índice WPSFD4131) que están ya definidos en el Contrato.

Análisis de Osinerghmin

Al respecto, cabe señalar que la observación y el sustento de fondo presentado por ISA, referido al presunto "Error en el uso del índice de actualización WPSFD4131" ha sido respondido en el proceso regulatorio de Fijación de Precios en Barra 2023. Sin perjuicio de lo mencionado, volvemos a reiterar que la actualización del VNR y COyM asociada al SPT del Contrato BOOT de ISA (que se realiza cada 4 años), efectuada en el proceso de fijación de Precios en Barra para el periodo mayo 2022 – abril 2023, es materia de un proceso judicial, por lo que no es posible efectuar un pronunciamiento al respecto conforme lo señala el Informe Legal.

Asimismo, para el periodo mayo 2024 – abril 2025 se utilizará el VNR y COyM actualizados en el proceso de fijación de Precios en Barra para el periodo mayo 2022 – abril 2023.

Por las razones explicadas en el análisis, no se acoge el presente comentario.

V.7 Análisis de Opiniones y Sugerencias de Red de Energía del Perú S.A.

A continuación, se realiza el análisis de las sugerencias presentadas por Red de Energía del Perú S.A. (en adelante "REP"), con relación a la fijación de las Precios en Barra, remitido mediante correo electrónico dmedina@rep.com.pe, con fecha 25 de marzo de 2025.

V.7.1 Montos de facturación y datos empleados en diferentes regulaciones

REP señala que, se ha identificado la existencia de discrepancias entre los montos y valores utilizados para un mismo concepto en distintas regulaciones, presentando 02 ejemplos de diferencias: i) Diferencias en la estimación de ingresos de los SST D de REP y ii) Discrepancias en los valores de IT. Por ello, REP solicita una revisión y validación exhaustiva de los diversos archivos de cálculo que intervienen en la determinación de la liquidación anual.

REP menciona que, en caso de que los valores empleados estén vinculados a otro archivo u otro perteneciente a una regulación distinta, se requiere que estén vinculados y se indique claramente la fuente de origen.

Análisis de Osinerghmin

Sobre el particular, es importante indicar que el monto asociado a los ingresos de REP por los SST y SCT para el periodo mayo 2025 – abril 2026, determinado en el proceso de Liquidación Anual SST y SCT, es un cálculo estimado. Asimismo, los ingresos de REP están sujetos a una liquidación anual de ingresos cada año donde se revisa lo realmente recaudado según lo informado en el Procedimiento de Liquidación aprobado con Resolución N° 055-2020-OS/CD.

Sin perjuicio de lo indicado, sí se observa una diferencia entre el monto publicado en el proceso de Liquidación Anual SST y SCT y en el presente proceso de fijación de precios en barra respecto a los ingresos esperados por REP por peaje del SST y SCT. Asimismo, se observa una diferencia entre el monto publicado en el proceso de peajes y compensaciones de los SST y SCT y en el presente proceso de fijación de precios en barra respecto a los ingresos tarifarios determinado para el periodo 2025-2026. Por lo tanto, se procederá a uniformizar la información consignada en el proceso de fijación de Precios en Barra con los resultados de los ingresos por peajes e ingresos tarifarios de los SST y SCT según se determine en la etapa de Publicación de los procesos respectivos.

Por otro lado, no se observa que el titular advierta otro tipo de inconsistencia o errores, por lo que no se realiza ninguna verificación adicional.

Por las razones explicadas en el análisis, se acoge parcialmente el presente comentario.

V.7.2 Instalaciones provisionales

REP señala que, en el Informe Técnico, se ha señalado incorrectamente que en las Ampliaciones 5, 9, 12 y 19 existen "instalaciones provisionales". Sin embargo, esta afirmación carece de sustento contractual, ya que ni el Contrato de Concesión ni sus respectivas adendas contemplan la figura de "instalaciones provisionales". En consecuencia, la inclusión de este término en la informe resulta improcedente y genera confusión respecto a la naturaleza y el tratamiento regulatorio de las instalaciones.

Adicionalmente, menciona que se ha identificado que Osinerghmin ha realizado cálculos ajenos al procedimiento y al contrato con el fin de reducir artificialmente el valor de inversión. Este hecho se evidencia en los archivos de cálculo en los que se

aplican descuentos al valor de inversión auditado por conceptos que no corresponden a bienes retirados ni tienen sustento en la normativa contractual.

REP agrega un aparatado de Sustento Legal y Contractual basado en: Ausencia de base contractual para la Figura de “Instalaciones Provisionales”, “Imprudencia de descuentos adicionales a la Remuneración Anual por Ampliaciones (RAA), Los descuentos a la RAA solo son aplicables a Bienes Retirados, No se ha producido el retiro de Bienes en las Ampliaciones Mencionadas, Descuento adicional: Falta de sustento legal y vulneración de Principios Regulatorios y Extralimitación de Atribuciones por Parte de Osinerghmin.

Análisis de Osinerghmin

Al respecto, esta opinión/sugerencia es analizada en el Informe Legal correspondiente.

V.7.3 Cambio de archivos, estructuras y modelos

REP menciona que, se ha identificado 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.

Análisis de Osinerghmin

Sobre el particular, los nuevos archivos de cálculo de liquidación anual se han publicado en la etapa de Prepublicación conjuntamente con los anteriores archivos de cálculo, observándose los mismos resultados. Cabe señalar que, se han publicado nuevos archivos de cálculo con la finalidad de reducir los archivos dado que la cantidad de proyectos del SGT está aumentando cada año. Es importante señalar también que, no se ha modificado la metodología de la Liquidación Anual ni se han incluido o variado los criterios de cálculo. Dicho esto, REP no advierte ninguna observación sobre la estructura o los resultados de los archivos de cálculo, efectuando comentarios generales sin mayor ahondamiento, por lo que se considera no se requiere mayor análisis a este comentario.

Adicionalmente, el análisis de esta opinión/sugerencia se complementa en el Informe Legal correspondiente.

Por las razones explicadas en el análisis, no se acoge el presente comentario.

V.7.4 POC Ampliación 21

REP informa que la Ampliación 21 de REP ha iniciado su puesta en operación comercial (POC) el 21 de marzo de 2025 a las 00:00 horas.

Análisis de Osinerghmin

Al respecto, Osinerghmin toma conocimiento del documento remitido por REP; sin embargo, se precisa que esta entidad no participa en la firma del Acta de Puesta en Servicio de las Ampliaciones asociadas al Contrato de Concesión ETECEN-ETESUR. Adicionalmente, el Ministerio de Energía y Minas es el responsable de enviar la referida Acta a Osinerghmin, de acuerdo a lo indicado en la Ampliación 21, con lo cual se procederá con las acciones subsiguientes en los procesos tarifarios y regulatorios correspondientes.

Por las razones explicadas en el análisis, no se acoge el presente comentario.

V.7.5 Observaciones sobre saldos de Liquidación SST

REP señala que, se está aplicando cálculos fuera del Procedimiento de Liquidación, a los que denomina Saldos de Liquidación, omitiendo la facturación que el titular de transmisión ha realizado dentro del Procedimiento 056. Ello ocasionando diversos impactos negativos, como: afectación económica al Transmisor, incentivo perverso para la debida declaración y cumplimiento de pago por parte de los Suministradores, el traslado de las responsabilidades de fiscalización y supervisión del Osinergmin a los Transmisores, y falta de medidas de control en la regulación de tarifas por los errores materiales que se evidencian. Señala que se debe circunscribir a determinar la Liquidación Anual conforme el Procedimiento de Liquidación, es decir, considerando lo facturado por los Titulares de Transmisión en función a la información declarada por los Suministradores dentro del marco de dicho procedimiento.

Ademas, REP señala que, de la revisión realizada sobre las diferencias entre lo facturado por los Transmisores y lo que se considera como facturado en su cálculo de Liquidación Anual, se observa que dichos valores no coinciden con los valores señalados como Saldos de Liquidación en la Pre-publicación. Es decir, no hay coherencias entre los cálculos y lo emitido en los informes que sustentan la resolución de pre-publicación.

Por último, sobre el caso retiros no declarados, se solicita la 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.

Análisis de Osinergmin

Al respecto, se ha revisado el sustento de los temas presentados identificándose que los aspectos en cuestión corresponden al proceso de la liquidación anual del SST y SCT, en ese sentido no corresponde atender la opinión/comentario en el presente proceso regulatorio de Fijación de Precios en Barra.

Por lo expuesto, no se acoge presente comentario para el proceso de Fijación de Precios en Barras mayo 2025 – abril 2026.

Sin perjuicio de ello, en las opiniones y sugerencias del Proceso de Liquidación Anual de los SST y SCT, se ha presentado un comentario similar por parte de REP, por lo que se analizará en dicho proceso.

V.7.6 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

Al respecto, REP 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.

En este contexto, reiteramos de manera categórica 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, solicitamos la adopción de medidas inmediatas para asegurar el pago de las obligaciones pendientes. En caso contrario, requerimos 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

Al respecto, se ha revisado el sustento de los temas presentados identificándose que los aspectos en cuestión se asocian al proceso de la liquidación anual del SST y SCT, en ese sentido no corresponde atender la opinión/comentario en el presente proceso regulatorio de Fijación de Precios en Barra.

Por lo expuesto, no se acoge presente comentario para el proceso de Fijación de Precios en Barras.

Sin perjuicio de ello, en las opiniones y sugerencias del Proceso de Liquidación Anual de los SST y SCT, se ha presentado un comentario similar por parte de REP, por lo que se analizará en dicho proceso.

V.7.7 Observación sobre pretensión de legitimar descuento de Bienes Retirados mediante un proceso fijación de tarifas “regular” y la falta de criterio de veracidad del administrado en el reporte de Bienes Retirados.

REP sostiene que, en el procedimiento de regulación de tarifas regular sobre la base de información inconsistente, lo relacionado a Bienes Retirados declarados como parte de las Ampliaciones.

Esta práctica no es correcta legalmente, dado que, mediante la emisión de un informe de parte elaborado por un tercero, pretende determinar el descuento de Bienes Retirados, sin realizar la verificación, supervisión y validación adecuada, dado que, conforme ocurrió en el proceso de fijación de tarifas anterior, dichos informes siguen presentando inconsistencias, al basarse en meras suposiciones y en criterios técnicos incorrectos. Debido a que Osinergmin considera dichos informes erróneos, está considerando que la información declarada por parte de REP no es veráz, vulnerando así los principios de licitud, veracidad, de buena fe y de debida motivación, afectando el derecho económico de la empresa.

En ese contexto, explicamos que, por medio del mecanismo y procedimiento de fijación de tarifas, pretende “legitimar” un informe defectuoso y con información inconsistente, dado que, al presentar dicha información de los descuentos de bienes retirados, para que mediante la “no observancia”, pretenda dar por validada y correcta la revisión, verificación de los supuestos, asunciones, cálculos, entre otros que han tomado en la determinación de los Bienes Retirados.

Asimismo, destacamos que, en un proceso regulatorio se otorga un plazo sumamente corto al administrado (REP) haciendo imposible identificar y observar todos los errores incluidos en tales informes. Y así, Osinergmin considera como validado dicho informe erróneo en las siguientes etapas de la fijación tarifaria.

En ese sentido, el administrado no cuenta con el plazo adecuado para la debida defensa y oportunidad para plantear observaciones, revisar los archivos y sustentos, mucho menos se brinda la oportunidad de descargo con los plazos adecuados, en una clara contravención al principio de debido procedimiento.

Asimismo, REP sostiene que en la regulación 2021-2022 emitió un informe técnico por Bienes Retirados, el cual difiere de la información ya regulada en anteriores procesos respecto a los Bienes Retirados. Es más, dicho informe adolece de criterios técnicos, comprobación de la información, falta de sustentos y además se basa en

interpretaciones de parte, asunciones y supuestos, sin consultar, validar los hallazgos o solicitar descargos de manera oportuna a la Concesionaria.

En ese sentido, Osinergmin no cumple los principios de licitud, veracidad, de buena fe y de debida motivación, al pretender desconocer la información remitida por parte de REP y por lo tanto, no ha brindado la debida oportunidad de defensa como lo establece las normas aplicables al Osinergmin.

Asimismo, destacamos que en un proceso regulatorio se no brinda los plazos adecuados para la revisión de la información la cual es abundante en archivos y contenido, ni brinda la oportunidad de descargo adecuado, dichos plazos no deben ser condicionados a los plazos de planteamiento de observaciones bajo el procedimiento ordinario de la regulación de tarifas, dado que son muy cortos para la revisión adecuada en lo relacionado a bienes retirados debido de la magnitud y abundancia de archivos de sustento.

Es más, como lo mencionamos en la Parte I del presente documento, a la fecha, se han logrado identificar errores significativos, como el pretender descontar como Bienes Retirados instalaciones que Osinergmin considera que deben tener un descuento, sin contar con sustento legal o mecanismo contractual para hacer dicho descuento, como es el caso de las instalaciones provisionales, que corresponden a inversiones realizadas por el concesionario y que se encuentran reconocidas dentro del valor de inversión del informe de auditoría respectivo, por lo que estas instalaciones no forman parte ni tienen características de Bienes Retirados, y en ese sentido, no deben ser descontados de la remuneración anual de ampliaciones.

Además, en la medida que dichos recálculos se efectuaron en el proceso regulatorio mayo 2021 – abril 2022, pero que recalcularon la remuneración de las Ampliaciones 1 hasta la 19 (que entraron en servicio y vienen remunerándose desde el año 2007 en adelante), tales recálculos resultan ser retroactivos y contrarios a nuestro ordenamiento jurídico. Lo anterior se agrava y confirma si se advierte que, para efectos de realizar dichos recálculos, OSINERGMIN se basó en la Resolución No. 055-2020-OS/CD (norma aplicada retroactivamente, lo que está legalmente prohibido).

Finalmente, indicamos que lo correcto es que el regulador para las nuevas ampliaciones determine el descuento de los Bienes Retirados, bajo la información remitida por el Concesionario (REP), y en caso tenga discrepancias u observaciones se realice bajo un correcto mecanismo especial de validación, con plazos y oportunidad de defensa y no bajo el marco de los plazos del proceso de Precios en Barra, lo cual ya cuenta con un mecanismo estandarizado para la determinación de tarifas, no para la validación, revisión, presentación de documentación, oportunidad de debida defensa y sobre todo que la determinación de dichos valores sea en función a lo real. Asimismo, para los descuentos anteriores por Bienes Retirados, reiteramos que no corresponde realizar dicho descuento dado que dichas ampliaciones ya cuentan con informe de auditoría respectivo y por tanto tienen la calificación de remuneración definitiva no siendo aplicable o estar pendiente de aplicar algún descuento sobre su remuneración.

Análisis de Osinergmin

El análisis del presente comentario se efectúa en el Informe Legal correspondiente.

V.7.8 Observación sobre los descuentos de los Bienes Retirados por las Ampliaciones N° 01 a la 19.

REP sostiene que, como parte del proceso regulatorio mayo 2021 – abril 2022, el Regulador realizó un recálculo por retiro de Bienes de la Concesión e instalaciones provisionales como parte de la ejecución de las Ampliaciones. Cabe indicar que conforme se ha sustentado en su oportunidad no corresponde realizar dichos descuentos.

Asimismo, sobre instalaciones provisionales, se menciona que no corresponde realizar un descuento dado que no está contemplado en el contrato y que en conjunto dichos conceptos corresponden a servicios que fueron necesarios para la ejecución del proyecto, este mismo error lo mantiene en la presente regulación al mantener la falta de reconocimiento del COYM de dichas instalaciones.

Por lo tanto, se debe reintegrar en la liquidación anual el descuento por el retiro de Bienes de la Concesión realizado por OSINERGMIN en la liquidación anual incluida en la regulación mayo 2021 – abril 2022, el descuento por los ingresos del periodo 2007-2020, 2020-2021, 2021-2022, 2022-2023 y 2024-2025. El detalle del cálculo se encuentra en el archivo "01.REP RA FITA 2025_1.0.xlsx" en la hoja "L01.1.Recálculos", presentado en el Anexo 01 de los archivos presentados en la etapa de absolución de observaciones enviada por REP en enero 2025.

Asimismo, en la medida que dichos recálculos se efectuaron en el proceso regulatorio mayo 2021 – abril 2022, pero que recalcularon la remuneración de las Ampliaciones 1 hasta la 19 (que entraron en servicio y vienen remunerándose desde el año 2007 en adelante), tales recálculos resultan ser retroactivos y contrarios a nuestro ordenamiento jurídico. Lo anterior se agrava y confirma si se advierte que, para efectos de realizar dichos recálculos, se basó en la Resolución No. 055-2020-OS/CD (norma aplicada retroactivamente, lo que está legalmente prohibido).

Análisis de Osinergmin

El análisis del presente comentario se efectúa en el Informe Legal correspondiente.

V.7.9 Observación sobre COYM de Ampliación 19.1

REP indica que, en el Informe Técnico, se señala equivocadamente que "no corresponde remunerar las instalaciones de este hito 19.1 por concepto de costos de operación y mantenimiento (COyM)". Esto va en contra de lo establecido en la cláusula adicional por la Ampliación 19.

REP sustenta, que debe quedar claro que ni el contrato ni la cláusula adicional por Ampliación 19, no indican una remuneración de carácter temporal por el hito 1 de la Ampliación 19 (Ampliación 19.1). Además, se menciona que esta observación es independiente por proceso regulatorio y, por tanto, debe ser analizada y revisada.

En ese sentido, no corresponde ni descontar ni incluir como Bienes Retirados para descontar el COyM de la Ampliación 19.1 porque ello no es conforme con las 9 disposiciones contractuales. De acuerdo con lo establecido en la propia ampliación, sí se define de manera explícita el tratamiento del COyM cuando entre en operación la Ampliación 19.2, esto se verifica en el Anexo 5 de dicha cláusula adicional por ampliación 19.

Por lo tanto, conforme se indica la cláusula para el COyM de la Ampliación 19.1 se especifica el tratamiento del COyM y establece los considerandos para el cálculo de este valor y conforme a las propuestas de tarifas el COyM corresponde a un valor de USD 20 517. El retiro de dicho monto no está establecido en el Contrato de Concesión y va en contra de las cláusulas de este, perjudicando económicamente a la sociedad concesionaria

Análisis de Osinergmin

Al respecto, esta opinión/sugerencia es analizada en el Informe Legal correspondiente.

V.7.10 Observación sobre la Postergación de Tarifas del Periodo 2020.

REP señala que, como parte de la reclamación del periodo pasado insistimos en que se debe tomar en cuenta los recálculos asociados a la postergación de tarifas los cuales pertenecen al periodo de liquidación mayo 2020 – abril 2021, y deben ser incluidos en la regulación 2025 – 2026.

REP sostiene que, se debe recalcular la liquidación del periodo mayo 2020 a abril 2021 reconociendo la integridad de la remuneración para la liquidación anual de ingresos acorde lo establecido en el artículo 61º de LCE, al haber aplicado una tarifa artificial para el periodo mayo, junio y parte de julio de 2020, desconociendo el derecho a REP a una remuneración íntegra y vulnerando el principio de legalidad.

Sin embargo, para el periodo mayo, junio y parte de julio de 2020, con la Resolución 067, ha recalculado la tarifa que corresponde a dicho periodo, trasgrediendo con una resolución Directoral lo establecido la Ley, que es en una norma de mayor jerarquía como es el Decreto Ley N° 25844 y desconociendo la tarifa correspondiente a la Resolución 061-2019, al crear una tarifa artificial, que no es ni la tarifa aprobada para el periodo 2019-2020 ni la del periodo 2020-2021.

REP solicita se incluya en la liquidación el recálculo por Postergación de Tarifas del Periodo 2020 – 2021.

Análisis de Osinergmin

El análisis del presente comentario se efectúa en el Informe Legal correspondiente.

V.7.11 Actualizar las compensaciones del SSTG y SSTGD considerando la aplicación del factor de actualización mensual.

REP señala que se debe actualizar las compensaciones del SSTG y SSTGD considerando la aplicación del factor de actualización mensual, conforme lo establecido en los artículos 28 y 45 de la Resolución N° 217-2013-OS/CD – Norma “Tarifas y Compensaciones para Sistemas Secundarios de Transmisión y Sistemas Complementarios de Transmisión” (Norma Tarifas).

REP sostiene que, como parte de la regulación de tarifas, las fórmulas de actualización se determinan sobre la base de los porcentajes de participación en el CMA de los componentes TC0, IPM0, Pal0 y Pc0, para realizar la actualización de las tarifas según las variaciones de dichos componentes. Sin embargo, en la práctica Osinergmin ha indicado que dichas compensaciones no son afectas a actualizaciones, lo cual es incorrecto.

Es decir, para un mismo CMA que tenga participación tanto en porcentaje de demanda y en generación, debe ser actualizado para ambos conceptos (Peajes y Compensaciones), dado que, de no hacerlo así, solo se está reconociendo la actualización sobre una participación.

Asimismo, cabe señalar que dichas actualizaciones se enmarcan dentro de lo establecido en los artículos 28 y 45 de la Norma Tarifas, donde se indica el empleo de las fórmulas de actualización tanto para peajes y compensaciones.

Bajo los conceptos económicos las tarifas requieren un reajuste mensual, tal como se realiza en los SST Demanda, SPT y tarifas de distribución. Sin embargo, para el caso

de los SST Generación se observa un tratamiento diferenciado y discriminatorio entre las compensaciones y los peajes respecto a la aplicación de los factores de actualización o de reajuste mensual, dado que se aplica para los SST Demanda, pero no para los SST Generación, siendo inclusive parte de la misma instalación. Por lo cual se solicita considerar las fórmulas de actualización para las compensaciones y aplicar el factor de actualización en el CMA de las compensaciones, conforme lo establecido en los artículos 28 y 45 de la Norma Tarifas y el artículo 139 del RLCE.

Criterios que Osinergmin ha aprobado para la actualización de las compensaciones a lo largo del tiempo

Osinergmin deja sin efecto la actualización mensual de las compensaciones sin sustento alguno, toda vez que, en ningún informe técnico o legal, Osinergmin ha sustentado suficientemente por qué decidió cambiar de criterio. Asimismo, cabe destacar que propósito de considerar el factor de actualización, es prever alguna volatilidad en los costos que podría originar un significativo desequilibrio económico en el transcurso del periodo tarifario vigente.

Análisis de Osinergmin

El análisis del presente comentario se efectúa en el Informe Legal correspondiente.

V.8 Análisis de Opiniones y Sugerencias de Consorcio Transmantaro S.A.

A continuación, se realiza el análisis de las sugerencias presentadas por Consorcio Transmantaro S.A. (en adelante "CTM"), con relación a la fijación de las Precios en Barra, remitido mediante correo electrónico: dmedina@rep.com.pe, con fecha 24 de marzo de 2025.

V.8.1 Cambio de archivos y estructura

CTM observa que en la presente regulación se han realizado modificaciones en los archivos y estructuras de cálculo, sin indicaciones claras sobre estas modificaciones. Estas modificaciones afectan la trazabilidad de la información y dificultan la revisión y validación de los resultados por parte de los agentes del sector.

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 Osinergmin:

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.

Se 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 Osinergmin

Sobre el particular, los nuevos archivos de cálculo de liquidación anual se han publicado en la etapa de Prepublicación conjuntamente con los anteriores archivos de cálculo, observándose los mismos resultados. Cabe señalar que, se han publicado nuevos archivos de cálculo con la finalidad de reducir los archivos dado que la cantidad de proyectos del SGT está aumentando cada año. Es importante señalar también que, no se ha modificado la metodología de la Liquidación Anual ni se han incluido o variado los criterios de cálculo. Dicho esto, CTM no advierte ninguna observación sobre la estructura o los resultados de los archivos de cálculo, efectuando comentarios generales sin mayor ahondamiento, por lo que se considera no se requiere mayor análisis a este comentario.

Adicionalmente, el análisis de esta opinión/sugerencia se complementa en el Informe Legal correspondiente.

Por las razones explicadas en el análisis, no se acoge el presente comentario.

V.8.2 Valores sin vinculación o identificación de fuente de cálculo

REP 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. Asimismo, se requiere 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

El presente comentario no especifica ninguna hoja de cálculo o información que requiera ser precisada o referenciada, o vinculada de manera correcta. Sin perjuicio de ello, las hojas de cálculo si indican algunas referencias de la información fuente que se utiliza.

Por las razones explicadas en el análisis, no se acoge el presente comentario.

V.8.3 Corrección del factor del índice de actualización del Proyecto Refuerzo 1

Observación

REP observa, que en la hoja "Liquidación SGT_Nuevos" del archivo "CALCULO_SGT_PP", se ha considerado Índices de Actualización WPSFD4131 (IPP) de manera incorrecta, dado que han considerado un factor del índice de actualización igual a 1 para el Proyecto Refuerzo 1, lo cual está errado.

Asimismo, en la hoja "SGT" del archivo "Resumen_Liquidaciones", se observa que han considerado de manera incorrecta el IPPo (251,38) y el IPPn (251,38). Al respecto, solicitamos se corrija factor del índice de actualización y se actualice los archivos relacionados.

Sustento

Según lo establecido en el numeral 2.51 de la Adenda N°4 del Contrato de Concesión SGT de la "Línea de Transmisión Chilca-La Planicie-Zapalla" (Refuerzo 1), se especifica que la Base Tarifaria del Refuerzo 1 será actualizada anualmente con el Índice de Actualización WPSFD4131, para lo cual se utilizará el último dato publicado como definitivo en la fecha que corresponda efectuar la regulación y el índice inicial correspondiente al mes de la fecha en la POC.

Por lo cual solicitamos corregir el índice de actualización del Proyecto Refuerzo 1, conforme a lo establecido en el Contrato correspondiente.

Asimismo, observamos que el Factor IPP no considera los decimales, conforme se indican en el literal a) del numeral 6.22 del “Procedimiento de Liquidación Anual de los Ingresos por el Servicio de Transmisión Eléctrica del SST y SCT” (Procedimiento 055), lo cual solicitamos se tome en cuenta en la actualización de la hoja “Liquidación SGT_Nuevos” del archivo “CALCULO_SGT_PP” y se actualice todos los archivos relacionados.

Por otra parte, se solicita que en el cálculo correspondiente se considere el derecho con la fecha y hora del Acta POC.

Análisis de Osinergmin

Al respecto, en los archivos “CALCULO_SGT_PP” y “Resumen_Liquidaciones” se observa que, para el periodo mayo 2025 – abril 2026, sí se consideró el IPP inicial e IPP de actualización correspondiente al Refuerzo 1 del Contrato SGT Chilca – La Planicie – Zapallal, incluyendo los decimales respectivos, como se observa en las siguientes imágenes:

Ítem	IDD	CONT	COD	TITULAR	Nº	COR	NOMBRE COMPLETO DEL CONTRATO DE CONCE	Contrato Principal/Ad	REFUE	TIPO D	NOMBRE ABBREVIADO DE INSTALACIÓN SEGU	Fecha POC	Peric	IPPC	Costo de	COYM In	Perio
29	0000-001	0000		Concesionaria Línea de Transm	01		Línea de Transmisión Carhuapampa - Cajamarca Norte - Chicla - Moyabamba 220 kV	Principal	NO	SGT	Carhuapampa - Cajamarca Norte - Chicla - Moyabamba 220 kV	26/11/2017	2012-11	189.7	106,887,489.07	2,892,269.81	Anua
30	0000-001	0000		Transmisión Eléctrica del Sur 2 S.A.C.	01		Línea de Transmisión Adaganga - Juliaca - Puno 220 kV	Principal	NO	SGT	Adaganga - Juliaca - Puno 220 kV	8/06/2018	2015-02	191.3	36,812,000.00	1,118,000.00	Anua
31	0000-001	0000		Terna Perú S.A.C.	01		Línea de Transmisión Aguelite - Pucallpa 138 kV (2º Circuito)	Principal	NO	SGT	Aguelite - Pucallpa 138 kV (2º Circuito)	16/05/2021	2017-09	196.5	8,830,000.00	307,000.00	Anua
32	0000-001	0000		Transmisión Eléctrica del Sur 4 S.A.C.	01		Línea de Transmisión 220 kV Tarma - Adaganga	Principal	NO	SGT	Tarma - Adaganga 220 kV	14/01/2023	2017-12	200.5	12,121,848.35	334,467.59	Anua
33	0000-001	0000		Transmanteo	01		Línea de Transmisión Chilca - La Planicie - Zapallal	Adenda 4	Refuerzo 1	SGT	Reconfiguración LT Chilca - Zapallal 550 kV	12/08/2024	2024-08	253.9	19,470,416.68	533,748.72	Anua

	Titular	Instalación	Estado	IPPO	IPPn	F Ajuste	Período de Recuperación (años)	Inve
	Transmanteo	Chilca - Zapallal 220kV (Tramo 1 y 2)	Activo	177.80	254.399	1.4308	30.0	52
	Transmanteo	Talara - Piura 220 kV (2do Circuito)	Activo	184.90	254.399	1.3759	30.0	14
	Transmanteo	Zapallal - Trujillo 500 kV	Activo	183.60	254.399	1.3856	30.0	167
	Transmanteo	Machupicchu - Abancay - Cotaruse 220 kV	Activo	183.90	254.399	1.3834	30.0	75
	Transmanteo	Trujillo - Chiclayo 500 kV	Activo	188.80	254.399	1.3475	30.0	103
	Transmanteo	Pomacocha - Carhuamayo 220 kV	Activo	185.40	254.399	1.3722	30.0	16
	Transmanteo	Mantaro - Marcona - Socabaya - Montalvo 500 kV	Activo	185.20	254.399	1.3736	30.0	278
	Transmanteo	SE Carapongo (1ª Etapa)	Activo	193.10	254.399	1.3174	30.0	42
	Transmanteo	SE Carapongo (Monto Complementario)	Activo	193.10	254.399	1.3174	29.5	5
	Transmanteo	Banco Reactores Trujillo - Chiclayo (Refuerzo 1)	Activo	191.80	254.399	1.3264	30.0	5
	Transmanteo	Nueva Yanango - Nueva Huánuco 500kV	En Proyecto	200.00	254.399	1.272	30.0	122
	Transmanteo	Mantaro - Nueva Yanango - Carapongo 500 kV	Activo	200.00	254.399	1.2720	30.0	145
	Transmanteo	Refuerzo 1: Reconfiguración de la LT Chilca-La Planicie-Carabayillo Segundo transformador 500/220 kV-600MVA en la SE Chilca Ampliación de barras 500 kV en SE Carabayillo	Activo	253.86	254.399	1.002	30.0	19
	Transmanteo	Refuerzo 2: Ampliación de la Subestación La Planicie 220 kV	Activo	249.12	254.399	1.021	30.0	19
	ATN	Carhuamayo - Paragsha 220 kV	Activo	175.50	254.399	1.4496	30.0	9
	ATN	Paragsha - Conococha 220 kV	Activo	175.90	254.399	1.4463	30.0	12

Es importante indicar que, para el periodo mayo 2024 – abril 2025, se consideró la unidad como factor de actualización, debido a que el factor calculado resultaba menor a la unidad y no permitía garantizar la recuperación de la inversión asociada al Refuerzo.

Por otro lado, se esta considerando la prestación del servicio a partir del 12.08.2024 (todo el día) sin considerar el detalle de la horas y minutos de la POC, toda vez que reducir las estimaciones de inversión en periodos menores a un día (horas o minutos)

no resulta práctico, dado que el periodo de recuperación de la inversión es de 30 años; además, no genera un impacto relevante en los cálculos.

Por las razones explicadas en el análisis, no se acoge el presente comentario.

V.8.4 Índice de actualización WPSFD4131 de los Contratos SPT CTM (Boot, Addendum 5, Addendum 10) y SGT Chilca – Zapallal (Tramo 1 y 2)

Observación

En el caso del Contrato SPT de CTM (BOOT, Addendum 5, Addendum 10) y Contrato SGT Chilca – Planicie – Zapallal, OSINERGMIN debe utilizar el Índice de Actualización WPSFD4131 (IPP) que corresponde al último valor publicado y disponible a la fecha de fijación del Proyecto de Resolución, sin embargo, se ha utilizado un índice distinto, el cual difiere y no corresponde a lo establecido en los Contratos de Concesión de los Proyectos antes mencionados, y no guarda relación con lo actuado en los anteriores procesos tarifarios del regulador.

Al respecto, se debe utilizar para la actualización tarifaria el Índice de Actualización WPSFD4131 (IPP) publicado a la fecha de fijación tarifaria, conforme se establece en los literales e) de los numerales 5.2 y 5.3 del “Procedimiento de Liquidación Anual de los Ingresos por el Servicio de Transmisión Eléctrica del SPT, SGT y Contrato ETECEN-ETESUR” aprobado mediante Resolución 055-2020-OS/CD y los Contratos de Concesión.

Sustento

Para la actualización del VNR y COYM del Contrato SPT de CTM (BOOT, Addendum 5, Addendum 10) y Contrato SGT Chilca – Planicie – Zapallal se debe utilizar el último índice publicado a la fecha de publicación del Proyecto de Resolución el cual corresponde al mes de enero 2025, para la presente etapa, y para los demás Contratos SGT, como son la Ampliación Adicional 1 y la Addendum 8, se utiliza el último índice definitivo, a la fecha de la fijación de la prepublicación.

Conforme lo establece los literales e) de los numerales 5.2 y 5.3 del “Procedimiento de Liquidación Anual de los Ingresos por el Servicio de Transmisión Eléctrica del SPT, SGT y Contrato ETECEN ETESUR” aprobado mediante Resolución 055-2020-OS/CD se observa que, para la actualización tarifaria tanto del VNR (5.2.) como de COYM (5.3), deben prevalecer los criterios del Período de Revisión y/o los índices de Actualización (incluyendo el índice WPSFD4131) que están ya definidos en el Contrato.

Es así que, para el caso del SGT Chilca – Zapallal 220 kV, el literal f) de la cláusula 8.1 de su respectivo Contrato establece que la actualización tarifaria se realizará utilizando el índice WPSFD4131 publicado.

Por lo tanto, se evidencia que se debe utilizar el índice publicado y no el definitivo como erróneamente realizado en los archivos del Proyecto Resolución.

Al respecto, se solicita utilizar para la actualización tarifaria el Índice de Actualización WPSFD4131 (IPP) publicado a la fecha de fijación tarifaria, conforme se establece en los literales e) de los numerales 5.2 y 5.3 del “Procedimiento de Liquidación Anual de los Ingresos por el Servicio de Transmisión Eléctrica del SPT, SGT y Contrato ETECEN-ETESUR” aprobado mediante Resolución 055 2020-OS/CD y los Contratos de Concesión.

Análisis de Osinergmin

Al respecto, cabe señalar que la observación y el sustento de fondo presentado por CTM, referido al presunto "Error en el uso del índice de actualización WPSFD4131" ha sido analizado en el proceso regulatorio de Fijación de Precios en Barra del periodo mayo 2024 – abril 2025 (FITA 2024) y anteriores procesos. Por otra parte, no se ha encontrado nuevos argumentos de fondo en su observación y sustento respecto a lo presentado en el proceso FITA 2024.

No obstante, y sin perjuicio de lo mencionado, volvemos a reiterar que en el literal d) del numeral 5.2 del Procedimiento de Liquidación, el valor del Índice WPSFD4131 a utilizarse en cada revisión del VNR o del CI de la Base Tarifaria es definido en el respectivo Contrato y corresponde al último dato de la serie publicado como definitivo, disponible en la fecha en que se efectúe la regulación de las tarifas de transmisión.

Del mismo modo, en cuanto al ajuste del COyM, el literal d) del numeral 5.3 del Procedimiento de Liquidación establece que el valor del Índice WPSFD4131 a utilizarse en cada revisión del COyM, correspondiente a un Contrato BOOT o un Contrato SGT, es definido en el propio Contrato y corresponde al último dato de la serie publicado como definitivo, disponible en la fecha que se realiza la regulación de las tarifas de transmisión.

Para el caso del SPT Mantaro – Socabaya (BOOT, Addendum 5, Addendum 10), el Contrato BOOT indica en su numeral 5.2.5 que las actualizaciones se realizarán utilizando el Índice WPSFD4131 publicado por el "Departamento de Trabajo de Gobierno de los Estados Unidos de América", sin hacer mayores precisiones sobre este aspecto, por lo que se debe considerar lo especificado en las Leyes Aplicables (como señala el Contrato), es decir en el Procedimiento de Liquidación.

En ese sentido, de acuerdo con el Procedimiento de Liquidación, para el ajuste del VNR y del COyM – asociado al SPT Mantaro – Socabaya (BOOT, Addendum 5, Addendum 10) – se utilizará el valor definitivo del Índice WPSFD4131 disponible en la fecha en que se efectuará la regulación de las tarifas de transmisión.

Por las razones explicadas en el análisis, no se acoge el presente comentario.

V.8.5 Uso de factor anual de Refuerzo 2 y el Contrato SGT Enlace Mantaro-Nueva Yanango Carapongo

De acuerdo con la revisión de la información referente al proyecto SGT Enlace 500 kV Mantaro-Nueva Yanango-Carapongo (COYA) y al proyecto Refuerzo 2 (Ampliación de la Subestación La Planicie 220 kV) se observa que se está aplicando un factor de proporción a todo el derecho de la Base Tarifaria.

El proceso correcto que debe realizar Osinergmin es mensualizar la Base Tarifaria y aplicar el factor de proporción únicamente al mes en que entró en POC los proyectos, de acuerdo con los días y horas del derecho que se activó la tarifa y con respecto a los demás meses aplicar el valor del derecho mensual.

Al respecto, solicitamos revisar dicho cálculo, tomar en cuenta que se debe considerar la proporción desde la fecha y hora que entró en POC los proyectos, y validar el derecho correcto a ser aplicado para estas instalaciones, para así evitar cualquier nueva revisión.

Análisis de Osinergmin

Con respecto a la instalación COYA y el Refuerzo 2 del Contrato SGT Chilca – La Plancie – Zapallal, la remuneración asociada a su primer año tarifario de operación, se determinó en su liquidación de ingresos que formó parte del proceso de tarifas en barra para el periodo mayo 2024 – abril 2025, aprobada mediante la Resolución N° 051-2024-OS/CD. En específico, los criterios que se utilizan para el primer año de operación de una instalación SGT fueron explicados en el numeral V.7.2 del Informe N° 210-2025-GRT que formó parte del sustento de la Resolución N° 051-2024-OS/CD, siendo un criterio que se ha aplicado a todas las instalaciones SGT para su primer año.

Sin perjuicio de lo indicado, a continuación, se reitera el criterio utilizado:

- El primer mes del derecho por la prestación del servicio SGT se inicia a partir del día de la fecha POC, por lo que, corresponde al titular percibir una fracción del CMA en relación a los días de operación (que representa el servicio prestado como SGT) con respecto a los 365 días (del primer periodo tarifario).
- Para los casos de la instalación COYA y el Refuerzo 2, la fracción del CMA considerado por Osinergmin se determinó según lo dispuesto en el numeral 13.1 de la Resolución N°056-2023-OS/CD, en la cual se indicó lo siguiente:

“(…) Los valores que el concesionario deberá recuperar por el primer periodo de fijación anual serán calculados como sigue: (i) se determinará el número de días comprendidos entre el día de inicio de la Operación Comercial de las instalaciones y el 30 de abril de 2024; (ii) este número de días se dividirá entre 365; (iii) la fracción resultante se multiplicará por los montos anuales correspondientes.”
(Subrayado nuestro)

- La fracción determinada según lo indicado previamente se aplica al monto anual (Base Tarifaria) para el primer periodo tarifario. Dicho valor representa la fracción del año – correspondiente al primer periodo Tarifario – en que el sistema SGT ha brindado el servicio de Transmisión SGT y por el cual corresponde su remuneración.

Por las razones explicadas en el análisis, no se acoge el presente comentario.

V.9 Análisis de Opiniones y Sugerencias PERUANA DE INVERSIONES EN ENERGÍAS RENOVABLES S.A.

A continuación, se realiza el análisis de las sugerencias presentadas por PERUANA DE INVERSIONES EN ENERGÍAS RENOVABLES S.A. (en adelante “PIER”), mediante carta PIER-2025-0022 recibido el 25 de marzo de 2025.

V.9.1 Cargo por Prima RER

PIER menciona que, como resultado de la Segunda Subasta RER, el 3 de setiembre de 2011, PIER y el Ministerio de Energía y Minas (“MINEM”) suscribieron el Contrato de Concesión para el Suministro de Energía Renovable al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (“Contrato RER”) para la CH Manta, por el cual PIER asumió el compromiso de suministrar 127,500 MWh anuales como Energía Adjudicada durante un plazo de veinte (20) años a partir de la fecha de Puesta en Operación Comercial (“Fecha POC”). La CH Manta inició su Operación Comercial el 16 de julio de 2020.

Agrega que a partir de la Fecha POC, en cumplimiento del Contrato RER, PIER ha venido generando energía proveniente de la CH Manta e inyectándola al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional ("SEIN") en los cuatro (4) periodos tarifarios transcurridos hasta la fecha. Sin embargo, las inyecciones de energía de la CH Manta se vieron afectadas por eventos fuera del control de PIER que originaron la necesidad de solicitar la reducción de la Energía Adjudicada.

En ese sentido, con fecha 31 de diciembre de 2024, en ejercicio de su derecho contenido en la Cláusula 6.2.51 del Contrato RER, PIER presentó su solicitud de reducción de Energía Adjudicada al MINEM con la finalidad de que se reduzca la Energía Adjudicada a 108,275 MWh anuales. A la fecha, el MINEM se encuentra evaluando la solicitud presentada por PIER, así como sustento técnico y legal presentado. El OSINERGHMIN ha sido debidamente informado sobre esta solicitud mediante el Oficio N° 0364-2025-MMINEM-DGE de fecha 26 de febrero de 2025.

En ese sentido, solicita al OSINERGHMIN que considere para la determinación del Cargo por Prima RER de la Central Hidroeléctrica Manta ("CH Manta") un valor de Energía Adjudicada reducida de 108,275 MWh anuales

Análisis de Osinerghmin

No se está considerando lo solicitado, pues a la fecha de la elaboración del presente informe aún no se cuenta con la Resolución emitida por el MINEM autorizando la reducción de energía adjudicada para la CH Manta.

Sin perjuicio de lo antes mencionado, la reducción de energía para la CH Manta será considerada desde la fecha en la que el MINEM emita la Resolución que la autorice. Una vez cumplido este requerimiento, tal reducción de energía podrá ser considerada en las actualizaciones del Cargo Prima RER del Periodo Tarifario.

Por las razones explicadas en el análisis, no se acoge el presente comentario.

V.10 Análisis de opiniones y sugerencias de ORYGEN PERÚ S.A.A.

A continuación, se realiza el análisis de las sugerencias presentadas por ORYGEN PERÚ S.A. A. (en adelante "ORYGEN"), con relación a la fijación de las Precios en Barra, remitido mediante carta GAE-057-2025, con fecha 25 de marzo de 2025.

V.10.1 Saldo de liquidación negativo de la Central Eólica Wayra I durante el periodo mayo 2024 – abril 2025

ORYGEN menciona que el cargo por Prima se calcula antes del Periodo Tarifario, basándose en estimaciones realizadas por OSINERGHMIN sobre la energía que inyectará la Concesionaria RER, el pago que percibirá en el MCP y la cantidad de usuarios (demanda) durante ese período. Por ende, es usual que los pagos recibidos por las Concesionarias RER por concepto de Prima difieran de los Ingresos Garantizados, pudiendo ser menores o mayores.

Debido a esta posible diferencia, el "Procedimiento de cálculo de la Prima para la Generación de Electricidad con Recursos Energéticos Renovables"⁶ (en adelante, el "Procedimiento"), norma que regula el procedimiento y metodología de cálculo de los cargos por Prima, establece que al final de cada Periodo Tarifario se realizará una liquidación anual que considere el monto total efectivamente recibido por la Concesionaria RER. Esta evaluación del Saldo por Prima Estimado frente al Saldo por Prima Liquidado puede dar lugar a dos (2) escenarios:

a) Primer Escenario: La Prima recibida por la Concesionaria RER es menor al Ingreso Garantizado, en cuyo caso surge un saldo a favor de la Concesionaria RER. Conforme al Procedimiento, dicho saldo puede ser transferido a la Concesionaria RER mediante actualizaciones trimestrales de la Prima, o en el Periodo Tarifario siguiente.

b) Segundo Escenario: La Prima recibida por la Concesionaria RER es mayor al Ingreso Garantizado, en cuyo caso surge un saldo negativo o saldo en contra de la Concesionaria RER, es decir, un saldo indebidamente percibido por la Concesionaria, el cual tiene que ser devuelto.

En el segundo escenario, el saldo negativo generado por la percepción de la Prima RER en exceso no podría ser devuelto mediante las actualizaciones trimestrales de la Prima o a cuenta de la Prima correspondiente al Periodo Tarifario siguiente, a diferencia del Primer Escenario, debido a que el artículo 4.5 del Procedimiento establece que "el valor del Cargo por Prima no podrá ser menor a cero".

En otros términos, aun cuando el saldo negativo se haya generado por la percepción de la Prima RER en periodos anteriores, el Procedimiento actual no permite que las diferencias en contra de las Concesionarias RER sean incorporados en el cálculo de la Prima, lo que permitiría que se compensen con cargo a la Prima RER de periodos siguientes. Peor aún, el Procedimiento tampoco regula algún otro mecanismo de devolución de los montos por Prima RER percibidos en exceso.

En ese sentido, ORYGEN solicita incorporar en la Fijación Tarifaria 2025-2026 un mecanismo de devolución de los Pagos en Exceso de la Prima RER por el saldo de liquidación negativo que se ha generado para la Central Eólica Wayra I, de modo que se dé cumplimiento a la cláusula 6.3.4 del Contrato de Concesión RER.

Análisis de Osinerghmin

Al respecto, se hace necesario mencionar que, el mecanismo vigente regulado por el Decreto Supremo N° 012-2011-EM, Reglamento de la Generación de Electricidad con Energías Renovables, Y la Resolución N°001-2010 – OS-CD, Procedimiento de Cálculo de la Prima para la Generación con Recursos Energéticos Renovables, si contemplan lo solicitado por la empresa en lo que respecta a liquidar los saldos provenientes por el cálculo de la Prima Rer para un año posterior a su generación. Tal norma, ha venido siendo aplicada desde el año 2010, con lo que los saldos por Cargo Prima RER en favor y en contra de cada empresa han venido liquidándose a la tasa de interés correspondiente.

Asimismo, en lo que concierne a el caso de la C.H. Purmacana de la empresa Atria, efectivamente en la fijación tarifaria 2020-2021 se realizó una liquidación del total de su saldo prima rer que venía adeudando, lo cual fue motivado por la renuncia su contrato Rer que mantenía con el estado. Cabe mencionar que este fue un caso excepcional y siendo que ya no habría manera de recaudar los saldos por prima rer que adeudaba la empresa, se vio la necesidad de hacer su liquidación acelerada.

De igual manera, se observa que el caso de la Central Wayra es también un caso excepcional donde producto de que las tarifas adjudicadas en su contrato Rer son muy cercanos a los costos marginales del mercado de corto plazo, se dificulta realizar la liquidación de Saldos por Prima RER de manera eficiente.

En tal sentido, a fin de agilizar la liquidación del saldo generado en el periodo tarifario mayo 2024-abril 2025, se realizará el pago del monto total adeudado en una sola cuota. Por consiguiente, se procederá a liquidar tal monto adeudado en la primera actualización del cargo Prima RER del mes de agosto 2025, esto pues a la fecha de publicación del presente informe aún no se cuenta con los saldos reales de los meses de marzo y abril del periodo tarifario mayo 2024 – abril 2025. Asimismo, este monto no exonera a la empresa de la obligación de realizar el pago aplicando la tasa de interés correspondiente, por lo que el monto total a pagar en una sola cuota del saldo del cargo Prima RER del periodo tarifario mayo 2024 – abril 2025 deberá ser igual a la suma de las cuotas mensualizadas que se hubiesen dado durante el periodo tarifario mayo 2025 – abril 2026 en aplicación del artículo 19 del Decreto Supremo N° 012-2011-EM.

Por las razones explicadas en el análisis, no se acoge el presente comentario.

V.10.2 Unidades Forzadas

ORYGEN sostiene que, en el archivo SINAC.FZD se observa que la CE Punta Lomitas ha sido conectada a la barra con código SICN129 (Derivación 220 kV). Sin embargo, dicha barra no tiene conexión alguna con otra barra, por lo que la energía modelada no es utilizada. Al respecto, debe corresponder la barra SICN 25 (Ica 220 kV).

En ese sentido, solicita se modifique la barra de conexión de la CE Punta Lomitas a la barra SICN-25.

Análisis de Osinergmin

Al respecto, se ha revisado lo señalado; y efectivamente corresponde modelar las instalaciones de la barra Derivación 220kV (SICN129) y las líneas asociadas. Por lo que, las centrales eólicas Punta Lomitas y Expansión Punta Lomitas se han conectado en la barra Derivacion 220kV.

Por lo expuesto, se acoge parcialmente el comentario.

V.10.3 Caudales hidrológicos

ORYGEN sostiene que, en el archivo SINAC.HID se puede encontrar que el caudal QN-sh1 para agosto 2023 figura con valor negativo. Al respecto, de la revisión del Estudio hidrológico se debe considerar la siguiente información para el caudal QN-sh1:

AÑO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN
2023	1.7165	3.2219	3.9159	2.0146	0.9410	0.3827
JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC	
0.3321	0.3451	0.4323	0.7953	1.0690	2.3690	

En ese sentido, solicita se modifique el caudal QN-sh1 del año 2023.

Análisis de Osinergmin

Al respecto, se ha revisado lo señalado sobre el proceso de naturalización de caudales, y se identifico un valor anómalo (negativo) que no corresponde al comportamiento físico esperado; esta desviación se atribuye a una posible inconsistencia en los datos empleados o en el procedimiento de balance aplicado, motivo por el cual se ha procedido a su revisión y ajuste correspondiente.

Por lo tanto, se acoge la presente sugerencia.

V.10.4 Precio Básico de Potencia

ORYGEN sostiene que, el SGC ha propuesto una partida de los costos de adquisición de terrenos para ser incorporado en el CAPEX de un proyecto de generación; agrega que, en diversos mercados eléctricos, la determinación del Precio Básico de Potencia (PBP) o precios de capacidad se basa en la estimación del costo de una unidad de generación térmica de punta, usualmente representada por una turbina a gas en ciclo simple o abierto. En este cálculo, se reconoce expresamente el costo de adquisición del terreno como parte integral de la inversión inicial requerida para la instalación de nueva capacidad de generación y cita la experiencia internacional de países como Chile, México y Estados Unidos.

Esta inclusión responde al criterio de que el terreno constituye un componente esencial e indivisible del desarrollo de nueva capacidad instalada.

En ese sentido, solicita incluir los costos de adquisición de terrenos en el cálculo del Precio Básico de la Potencia (PBP).

Análisis de Osinergmin

Ver análisis del comentario V.5.3. del SUBCOMITÉ.

Por las razones explicadas en el análisis, no se acoge el presente comentario.

V.10.5 Precio Básico de Potencia

ORYGEN sostiene que, respecto a los Costos de pruebas y Puesta en Marcha el estudio realizado por Osinergmin establece un valor de 542,150 USD, actualizado a partir de una regulación anterior. Sin embargo, este monto carece de sustento técnico y no representa los costos reales incurridos.

En ese sentido, solicita considerar la propuesta SUBCOMITÉ, la cual detalla de manera específica los costos de cada partida referida a este ítem.

Análisis de Osinergmin

Ver análisis del comentario V.5.3. del SUBCOMITÉ.

Por las razones explicadas en el análisis, no se acoge el presente comentario.

V.10.6 Precio Básico de Potencia

ORYGEN sostiene que, en una revisión de las partidas consideradas en el CAPEX de un proyecto de generación, han detectado que, tanto en la revista Revista Gas Turbine World 2024 (GTW), como en Base de Datos de Módulos Estándares de Inversión para los Sistemas de Transmisión (BDME), no están considerados los costos de la grúa turbina, instrumentación general, barra colectora y el interruptor del circuito.

Agrega que, en la propuesta SUBCOMITÉ, para determinar los costos de ambas partidas se utilizó el software GT-Pro, obteniendo los siguientes valores:

Categoría Principal	Subcategoría	Costo (US\$)
Grúa Turbina e Instrumentación General	Grúa Turbina de Gas	542,639
	Instrumentación General	305,417
	Equipos Misceláneos	72,793
Total		920,849

Categoría Principal	Subcategoría	Costo (US\$)
Equipo Generador Voltaje	Barras del Generador	1,510,029
	Interruptores de Circuitos	1,395,982
	Equipos Misceláneos	267,353
Total		3,173,364

En ese sentido, solicita incluir los costos incurridos por las siguientes partidas: a) Costo de la grúa turbina e instrumentación general de planta y b) Costo de las barras del generador e interruptores del circuito

Análisis de Osinerghmin

Ver análisis del comentario V.5.4. del SUBCOMITÉ.

Por las razones explicadas en el análisis, no se acoge el presente comentario.

V.II Análisis de Opiniones y Sugerencias de Compañía Eléctrica el Platanal S.A.

A continuación, se realiza el análisis de las sugerencias presentadas por la Compañía Eléctrica el Platanal S.A. (en adelante "Celepsa"), remitido mediante correo electrónico jmontoya@celepsa.com, con fecha 25 de marzo de 2025.

V.II.1 Programa de Obras de Generación

Celepsa menciona que, el proyecto C.S. San Martín actualmente ya solicitó pruebas de conexión en el programa semana del COES, y de acuerdo a este mismo programa desde abril 2025 estaría inyectando, sin embargo, en la tabla que presenta Osinerghmin señala que su ingreso es en octubre 2025. En ese sentido, sugiere incluir la fecha de ingreso correcta de abril 2025.

Análisis de Osinerghmin

Celepsa ha realizado un comentario respecto al ingreso del proyecto de la C.S. San Martín, en el cual observa que el desarrollador de dicho proyecto ha solicitado al COES pruebas de conexión en el programa semanal del COES desde abril 2025, por lo que sugiere incluir en el programa de obras de generación el ingreso de dicho proyecto a partir del mes de abril 2025.

Al respecto, el proyecto de la C.S. San Martín tiene una puesta en Operación Comercial establecida para el 31.12.2025 según el cronograma vigente aprobado por el Ministerio de Energía y Minas, siendo que en base a ello, el SUBCOMITÉ del COES propuso su ingreso para el mes de enero 2026; sin embargo, dado el estado de avance reportado por la División de Supervisión de Electricidad (DSE) del Osinerghmin, cuya información fue utilizada para la etapa de la prepublicación del presente proceso de fijación tarifaria, se evidenciaba un grado de avance importante llegando a un avance global

de 81,5%, estando aún en proceso de montaje de los paneles solares, tal como se expone en el Informe Técnico N° 136-2025-GRT, por lo cual se consideró su ingreso para octubre 2025, antes de su fecha de puesta en Operación Comercial prevista según su cronograma vigente.

De la información actualizada remitida por el COES mediante carta N° COES/D/DP-238-2025 de marzo 2025, posterior a la etapa de prepublicación, se ha tomado conocimiento que el COES aprobó la autorización de conexión para pruebas del proyecto de la C.S. San Martín, para lo cual se indica que, para realizar las pruebas, es necesario incorporar dicha actividad en el Programa Semanal de Operación (PSO).

Al respecto, cabe mencionar que la sola programación para la realización de pruebas, no configura la Operación Comercial de un proyecto de generación, ya que, para ello, el desarrollador del proyecto tiene que cumplir con la solicitud y requisitos establecidos como parte del PR-20 "Ingreso, Modificación y Retiros de Instalaciones del SEIN", siendo el COES quien aprueba la respectiva Conformidad de inicio de Operación Comercial una vez que se ha cumplido lo señalado por el PR-20 para dicho propósito. En ese sentido, las fechas establecidas en el programa de obras de generación, consideran el ingreso en Operación Comercial de los proyectos de generación, más no etapas previas como lo son la realización de las respectivas pruebas de las instalaciones, lo cual forma parte de las actividades de implementación del proyecto.

En ese sentido, en base a lo informado por el COES y teniendo en cuenta que el cronograma establecido para el proyecto de la C.S. San Martín, considera para la etapa de pruebas un periodo de dos (02) meses previos a la puesta en Operación Comercial del proyecto, se modifica la fecha propuesta de ingreso a partir del mes de junio 2025.

Por las razones explicadas en el análisis, se acoge parcialmente el presente comentario.

V.11.2 Proyección de Demanda

Celepsa menciona que, de acuerdo con los archivos de sustento de la proyección de la demanda vegetativa, el crecimiento esperado del PBI en el 2025 será 2,95% según la última publicación del BCRP. Para el 2026 y 2027, Osinergmin propone un crecimiento de 2,9%. No obstante, de acuerdo con otras fuentes de información como el BBVA o Scotiabank se observa que el crecimiento esperado para los siguientes años es menor al propuesto por el BCRP.

Análisis de Osinergmin

Las expectativas del crecimiento económico de un país se reflejan a través de la tasa de crecimiento del PBI, por lo que las proyecciones de este indicador son objeto de análisis por parte de muchas empresas del sector comercial, financiero-bancario, entre otros y, debido a que son realizadas con diversas metodologías que responden a objetivos propios del sector; se tiene resultados distintos para el crecimiento esperado de los siguientes años.

Por tales razones, Osinergmin, ha considerado tomar las tasas de crecimiento del PBI que publica y actualiza periódicamente el Banco Central de Reserva del Perú (BCRP), ente rector y competente en materia de estabilidad económica del país; y, que además son utilizadas como fuente para la elaboración del documento "Marco Macroeconómico Multianual" que es el más relevante que el Gobierno del Perú emite

en materia económica y es publicado por el Ministerio de Economía y Finanzas (MEF), ente encargado de la política fiscal del país.

Por tanto, las tasas de crecimiento del PBI tomadas del BCRP resultan consistentes para los fines regulatorios.

Por las razones explicadas en el análisis, no se acoge el presente comentario.

V.II.3 Cálculo del precio medio de Licitaciones y Mercado Libre de Electricidad

Celepsa menciona que, el criterio de ponderación para el cálculo del precio medio del mercado libre de electricidad y de las licitaciones no es uniforme. De acuerdo con los archivos de sustento, para el mercado libre de electricidad se utiliza el consumo real; mientras que, en las licitaciones se utiliza la potencia contratada fija. En ese sentido, sugiere homogenizar el criterio de las licitaciones con la del mercado libre, haciendo que ambas se ponderen en función a las potencias contratadas totales (fijas + variable), de dejarlo como lo sugiere Osinerghmin, ocasiona discrecionalidad y arbitrariedad en su cálculo.

Análisis de Osinerghmin

Al respecto, sobre los criterios utilizados en la determinación de la comparación de precios, señalar que el precio medio del mercado libre de electricidad, considera los valores facturados mensualmente (potencia y energía facturada) para cada uno de los contratos de suministro vigentes, que recoge el comportamiento de los agentes y el mercado eléctrico, los cuales son reportados por los mismos Suministradores y/o Distribuidores en la oportunidad que establece la normativa; asimismo se opta por establecer como factor de ponderación a la magnitud de potencia contratada total, cabe señalar que este criterio está alineado a la misma consideración del Procedimiento para la comparación de Precios Regulados, conforme la Resolución 273-2010-OS/CD.

Por las razones explicadas en el análisis, no se acoge el presente comentario.

V.II.4 Mercado Libre de Electricidad

Celepsa menciona que, de acuerdo con el archivo "Fita May 25 SINAC G (PP).xlsx", la potencia contratada en el mercado libre de electricidad a diciembre 2024 fue 2 731 MW; sin embargo, en el archivo "PLibre 25 (PP).xlsx" se observa que hay contratos con fecha de vencimiento entre 2019 al 2024, los cuales no deberían considerarse como los que se muestra en la siguiente imagen. En ese sentido, sugiere que toda la información que presente el Osinerghmin, el cual es sustento para sus cálculos debe contar con información actualizada a la fecha de su cálculo, de no hacerlo no existe base sustentatoria sobre los cálculos que presenta ocasionando discrecionalidad y arbitrariedad en su cálculo.

Análisis de Osinerghmin

Sobre el archivo "PLibre 25 (PP).xlsx" es preciso mencionar que se trata de información obtenida a partir del Sistema de Información de Clientes Libres (SICLI), y como tal, es proporcionada mensualmente por las empresas de suministro. En dicha base de datos se reporta entre otros, facturaciones de Clientes Libres con las que las empresas de suministros, sean estas generadoras y/o distribuidoras, mantienen contratos vigentes.

Si bien se ha verificado en dicho archivo fechas vencidas de contratos, ello no implica que se trate de registros con contratos vencidos. La información que se muestra en

ese archivo es del tipo acumulada, es decir, que su lectura es a un determinado periodo y por tal razón, las fechas de vencimiento de contratos que se verifican en ese archivo a diciembre 2024 pueden ser del primer contrato con el que el suministrador registró a su Cliente Libre en el SICLI pero que, luego ya no reportó las fechas de vencimiento actualizadas de sus adendas.

Por las razones explicadas en el análisis, no se acoge el presente comentario.

V.12 Análisis de Opiniones y Sugerencias de Inland Energy S.A.C.

A continuación, se realiza el análisis de las sugerencias presentadas por la empresa Inland Energy S.A.C. (en adelante "Inland"), mediante correo electrónico de daquispe@inland.com.pe, recibida el 25 de marzo de 2025.

V.12.1 Procedimiento para Comparación de Precios Regulados

Inland menciona que, para efectos de comparar el precio teórico y el promedio ponderado de las licitaciones y del mercado libre, el numeral 5.2.1 del Informe Técnico refiere que el Osinerghmin ha utilizado el "Procedimiento para Comparación de Precios Regulados" que se aprobó con la Resolución N° 273-2010-OS/CD (en adelante, el "Procedimiento").

Sobre este último punto, se debe considerar que el referido Procedimiento fue aprobado en el 2010, año en que el Mercado Libre era muy distinto al actual, pues el número de Usuarios Libres y Suministradores era considerablemente menor. Asimismo, al momento de aprobación de dicho Procedimiento la comparación de las tarifas con los precios del Mercado Libre tenía una naturaleza temporal, en tanto, se aplicaba siempre que la energía adquirida mediante Licitaciones sea inferior al treinta por ciento (30%) de la demanda de energía de los Usuarios Regulados, situación que ha sido superado hace muchos años.

Agrega que, no corresponde aplicar este Procedimiento, dado que, no refleja las condiciones actuales del mercado libre, prueba de ello es que el numeral 5.3. del Procedimiento que regula la forma de determinación del Precio Medio del mercado libre no recoge todas las variables y criterios que se deben considerar para reflejar correctamente el precio de energía y potencia para la determinación de la nueva tarifa en barra.

Adiciona que, Osinerghmin debe tener en cuenta que la Segunda Disposición Complementaria Final de la Ley N° 28832, modificada mediante Ley N° 32249, establece que la comparación del Precio Teórico debe hacerse, según se establece en el Reglamento.

Asimismo, la Cuarta Disposición Complementaria Final de la Ley N° 32249 establece que el Poder Ejecutivo, a través del MINEM y del Osinerghmin, dentro de un plazo no mayor de ciento veinte días calendario contados a partir de la entrada en vigor de la presente ley, adecúa la normativa correspondiente para efectos de su aplicación. En ningún caso se autorizó a Osinerghmin a fijar criterios en el marco de un procedimiento regulatorio en sustitución del Ministerio de Energía y Minas, menos aún si el procedimiento tarifario ya había empezado en noviembre 2024.

Como se evidencia de las disposiciones citadas, el Osinerghmin debe fijar el Precio en Barra bajo la nueva referencia que considera los precios de los contratos de los usuarios libres, según las disposiciones que establezca el Reglamento, por lo que, hasta que no haya criterios definidos en el Reglamento, debe abstenerse de fijar con

criterios ad-hoc creados en el marco de este procedimiento, los nuevos precios en barra.

Por último, la aplicación de criterios no previstos en el Reglamento como exige la Ley, y que han sido creados por el Osinergmin en el marco de un procedimiento tarifario ya iniciado (el procedimiento inició en noviembre) estaría afectando un procedimiento tarifario en curso, criterio que el mismo Osinergmin ha rechazado en anterior oportunidad.

Por lo expuesto, corresponde que Osinergmin evalúe la metodología que ha empleado para determinar el precio medio del mercado libre, y excluya todos aquellos criterios que generan distorsión en el cálculo del mismo.

Análisis de Osinergmin

Al respecto, señalar que respecto a la determinación del precio medio del mercado libre, este se viene publicando con frecuencia mensual a lo largo de los años hasta la actualidad, basado en la información proporcionada de las facturaciones de las empresas suministradores, con los archivos de sustento correspondiente que son trazables para cualquier interesado, cabe señalar que la metodología de cálculo, variables, criterios, los formatos, medios de información y documentación necesaria para la determinación de los precios medios, es conforme lo dispuesto en la Resolución 026-2012-OS/CD.

Asimismo, la atención de esta opinión/sugerencia es complementada en el Informe Legal correspondiente.

Por las razones explicadas en el análisis, no se acoge el presente comentario.

V.13 Análisis de Opiniones y Sugerencias de Electro Oriente S.A.

A continuación, se realiza el análisis de las sugerencias presentadas por Electro Oriente S.A. (en adelante "ELOR"), con relación a la fijación de los Precios en Barra, remitido mediante carta GE-0321-2025 con fecha 25 de marzo de 2025.

V.13.1 Actualización de la Tasa de Crecimiento de la demanda del Sistema Aislado de Iquitos el componente importado en el cálculo de tarifas

En el archivo Tarifa Típico E-2025-PP.xls, en su pestaña "Demanda Histórica" se proyecta la tasa de crecimiento de la energía del sistema aislado de Iquitos en 2,06%, la misma que ha sido determinada en base al promedio de las tasas de crecimiento ejecutadas en el período 2020 al 2023, no habiéndose tomado en cuenta la reciente tasa de crecimiento del año 2024 y que fue de 9,41%, tasa última que figura también en la pestaña en mención.

Asimismo, se sugiere que para el presente proceso se pueda variar un poco su metodología de proyección de la tasa de crecimiento de la energía, debido a que el crecimiento de los años 2020 y 2021 representa datos atípicos. La sugerencia es promediar los años 2021 y 2024.

Análisis de Osinergmin

Para el presente proceso se ha considerado la información del año 2024 proporcionado por la empresa, el cual, efectivamente, es de 9,41%. Sin embargo, ELOR no ha considerado en su proyección el efecto de la carga del Mall Aventura, puesto que esta carga comercial se mantendrá prácticamente fija. En este sentido, la tasa de crecimiento considerada para el año 2025 es de 5,84%.

Por las razones explicadas en el análisis, se acoge parcialmente el presente comentario.

V.13.2 Totalidad de la energía generada que requiere el Sistema de Iquitos

En el archivo “Tarifa Típico E-2025 PP(MR).xls”, en su pestaña “Típico E-(RF)”, se determina la tarifa en barra para el sistema aislado de Iquitos, y para dicha tarifa se costea la proyección de la energía anual generada (Bruta). Sin embargo, dicha energía no representa la totalidad de energía generada que requiere el sistema de Iquitos.

Debido a que, para el cálculo de dicha energía, la misma que es realizada en la pestaña “Datos” en su columna “W”, se ha partido de la proyección de la energía distribuida (llamada “Energía Neta MWh”) ubicada en su columna “U”, y a esta energía se le ha adicionado el consumo de servicios auxiliares y pérdidas de transmisión de los sistemas propios de ELOR (columna “V”, energía última que es calculada en base al porcentaje que representa esta energía respecto a la suma de la energía comprada a GENRENT más la energía generada por ELOR.

Como se puede apreciar, no se está considerando las pérdidas del sistema de transmisión de propiedad de GENRENT, es decir aquella energía generada que se pierde, desde los bornes de generación de los grupos de la central de GENRENT, hasta el punto de compra de energía por parte de ELOR, energía que necesariamente se tiene que producir para atender al sistema aislado de Iquitos.

Es por lo anterior, que solicitamos que para la proyección de la energía anual generada (Bruta), se considere adicionalmente, las pérdidas de energía correspondientes al sistema de transmisión de GENRENT.

Análisis de Osinergmin

Al respecto, en relación a lo comentado, sobre las pérdidas de transmisión del sistema aislado Iquitos estas se consideran como un porcentaje de la energía producida, independientemente de la central, sea de ELOR o de Genrent; en ese sentido las pérdidas de transmisión consideran las pérdidas del sistema aislados de Iquitos.

Por las razones explicadas en el análisis, no se acoge el presente comentario.

V.13.3 Margen de Reserva del Sistema Eléctrico de Iquitos

En el archivo “Tarifa Típico E-2025 PP(MR).xls”, en su pestaña “Típico E-(RF)” se determina la tarifa en barra para el sistema aislado de Iquitos, allí se aprecia que el margen de reserva de generación usado ha sido del 21.8%, lo que significa que este margen ha sido incrementado en 1.8%, respecto al margen de reserva del 20% que se venía aplicando en los procesos regulatorios anteriores.

El nuevo margen de reserva del 21.8%, ha sido sustentado por Osinergmin en su “Anexo T: Margen de Reserva del Sistema Aislado de Iquitos”, anexo contenido en el informe Técnico 136-2025-GRT, informe que sustenta la Resolución Osinergmin N° 029-2025-OS/CD.

Asimismo, presenta el “Informe sobre Margen de Reserva del Sistema Eléctrico Aislado Iquitos (SEAI) aplicable a la Regulación de Precios de Barra 2025” y su archivo de cálculo “Confiabilidad Sistema Aislado Iquitos 2025.xlsx”, elaborado por el consultor Ing. Luis Espinoza, informe por el cual se demostraría que el margen de reserva

propuesto por el Osinerghmin (21.8%) es insuficiente, y que el margen de reserva óptimo debería de ser del 40% para una demanda de 70 MW.

En el informe presentado por ELOR se señala que, con un margen de reserva del 21.8% (usado por el Osinerghmin) solo se necesitaría como reserva una unidad térmica de 6MW proveniente de ELOR, lo que traería consigo una Falla Esperada (LOLE) equivalente a 5 veces el costo de potencia de una unidad de ELOR, con lo cual quedaría demostrado que el margen de reserva propuesto de Osinerghmin es insuficiente, ya que al Sistema de Iquitos le faltarían más unidades de Reserva.

En ese sentido, ELOR solicita se evalúe su propuesta de margen de reserva para el Sistema de Iquitos, y que éste sea incrementado del 21.8% al 40%, el cual considera que es un margen de reserva óptimo para una demanda de 70 MW (demanda considerada por Osinerghmin).

Adicionalmente, sobre el sustento del margen de reserva determinado por Osinerghmin contenido en el Anexo T del Informe N° 136-2025-GRT, opina lo siguiente: No se explica la Tasa de Salida Forzada utilizada.

No se detalla el Modelo de Simulación que se ha empleado para determinar el LOLE y medir la Energía Fallada según los grupos de generación de Genrent y Electro Oriente. El margen de reserva de 21,8% es Incongruente con la Realidad, debido que para una máxima demanda de 70MW el 22% equivale a 15 MW adicionales como Reserva, en consecuencia, el aporte a la Reserva de Genrent es 10 MW y a Electro Oriente sólo le corresponde 5 MW o 1 unidad de generación.

El precio de la potencia utilizado es el de Genrent cuando corresponde usar el que Osinerghmin establece como el precio de Electro Oriente.

La tendencia actual es que el margen de reserva debe incrementarse por la inclusión de generación con energías renovables.

Análisis de Osinerghmin

Sobre las opiniones de ELOR referidas al sustento del margen de reserva contenidas en el Anexo T del Informe N° 136-2025-GRT, se manifiesta lo siguiente:

Respecto a la tasa de indisponibilidad forzada, para la determinación del Margen de Reserva del Sistema Aislado Iquitos, se ha utilizado la que corresponde al FOR (Force Outage Rate) publicado en la Generating Unit Statistical Brochure 4 2019-2023 - All Units Reporting (NERC) de las unidades "All Sizes" con combustible "FOSSIL All Fuel Types" que equivale a 10,61%.

Sobre el modelo de Simulación que se ha empleado para determinar el LOLE, se está adjuntando la hoja de cálculo en excell donde se muestra toda la metodología y los cálculos para determinar el margen de reserva de ELOR, el cual consiste en identificar la cantidad de potencia necesaria a instalar en el SEAI que minimice los costos de inversión en ampliar la capacidad de generación más el costo de la Pérdida Esperada de Energía "Loss of Energy Expectation" (en adelante, LOEE) valorizada con el precio de 6000 USD/MWh.

Respecto a que el margen de reserva determinado de 21,8% implicaría que a ELOR sólo le corresponda 5 MW o 1 unidad de generación. Al respecto, la determinación del margen de reserva se realiza a partir de la evaluación del sistema eléctrico, mas no la evaluación por central de generación y/o empresa generadora. Por lo cual, no hay razón para evaluar de forma independiente el margen de reserva que debe cubrir la generación de propiedad de Electro Oriente.

Adicionalmente, no es correcto mencionar que solo se reconoce (1) unidad de reserva a Electro Oriente, dado que lo que se reconoce es la capacidad suficiente para mantener confiable el Sistema Aislado Iquitos, lo cual es obligación del concesionario suministrarlo a dicho sistema con centrales de generación propia o contratada (Genrent).

Respecto a que el precio de potencia a considerar para la determinación del margen de reserva debe ser el de Electro Oriente, actualmente el costo de la potencia remunerada en el sistema aislado Iquitos corresponde al costo de la central térmica de Genrent. Por lo cual, se ha considerado el costo actualizado de Genrent a marzo de 2025.

Sobre la supuesta compensación de Electro Oriente a sus usuarios con ingresos que no tiene, Electro Oriente no ha remitido el sustento de dicho supuesto, por lo cual no existe trazabilidad para evaluar dichas compensaciones a los usuarios.

Respecto la propuesta del modelo para el cálculo del margen de reserva presentado por Electro Oriente, este no resulta aplicable debido a que considera como base el costo el costo de potencia que se reconoce a Electro Oriente, y a partir de dicho costo evalúa las unidades que debe tener disponible Electro Oriente para la reserva en base al costo de falla determinado en el sistema formado por las centrales de Genrent y Electro Oriente.

Respecto a la tendencia de incrementar el Margen de Reserva por influencia de la incorporación de RER, esta no es precisa, en la acepción que realiza sobre el mercado de Estados Unidos, ya que traza una línea de tendencia de los mercados de ERCOT y PJM por los siguientes motivos:

- La línea de tendencia marcada por Electro Oriente no es correcta debido a que compara el Margen de Reserva de distintos mercados cuando la evaluación debería considerar el mismo mercado y la evaluación de su margen de reserva con la incorporación de RER.
- El Sistema Aislado Iquitos es netamente térmico, lo cual se acerca a mercados cuya margen de reserva es entre 16% a 20%, valores a corde al determinado por el método de LOEE (21,8%) para el periodo 2025 – 2029.

Por las razones expuestas, no se acoge el comentario de Electro Oriente.

V.13.4 Error material de haber considerado en la Tarifa Barra “Típico L”, el precio del combustible Residual 6

En el archivo “Tarifa Típico L-2025 PP.xls”, archivo donde se determina la tarifa aislada “Típico L”, y cuyo tipo de generación es en base a grupos térmicos usando como combustible el petróleo Diesel B5. En la pestaña “Datos”, se determina el costo del

galón del combustible para este tipo de generación, el mismo que llega a S/. 11.1058/galón.

Costo del galón del Combustible de la tarifa "Típico L"

Sistema Aislado L				
Lugar	Demanda de Energía MWh	Precio referencial (Soles/galón) ¹²¹	Transporte (S/./galón)	Precio empleado para regulación (S/./galón)
San Antonio del Estrecho	1094.41	9.0500	4.35	13.4000
Indiana	2 607.72	9.0500	1.20	10.2500
San Francisco	758.10	9.0500	1.40	10.4500
Mayoruna	1383.24	9.0500	1.58	10.6300
Iquitos		9.0500		10.9300
Gran Perú	20.15	9.0500	1.40	10.4500
Orellana	1190.97	9.0500	1.75	10.8000
Isla Santa Rosa	813.39	9.0500	1.93	10.9800
Ponderado ¹²¹			1.88	

FISE	0.0888	Soles/galón
Costo de combustible	9.0500	Soles/galón
Comb + FISE	9.1388	Soles/galón
Costo de transporte	1.8800	Soles/galón
Gastos Administrativos de (*)	0.0871	Soles/galón
Costo total de combustible	11.1058	Soles/galón

En el cuadro anterior se puede apreciar, que el precio del galón de combustible en la planta de Petroperú de Iquitos, lugar donde se realiza la compra de combustible para luego ser llevado a los sistemas aislados de calificación "Típicos L", es de S/ 9,05 / galón (ver cuadro anterior). Sin embargo, este precio corresponde al precio del galón del combustible Residual N° 6 y no del combustible Diesel B5, y que conforme se puede apreciar en el cuadro siguiente (precios de combustible de Petroperú), el valor de este último combustible es de S/ 13,12 / galón.

Precios de combustibles en las Plantas de Petroperú para la Generación Eléctrica (S/ /galón)

LEY DE PROMOCION DE LA INVERSION EN LA AMAZONIA - N° 27037			
NO HAY IMPUESTOS APLICABLES A ESTAS PLANTAS			
PLANTAS	DIESEL B5 G. E.	DIESEL B5 S-50 G. E.	PETRÓLEO INDUSTRIAL 6 G. E.
YURIMAGUAS	13.5400		9.0300
IQUITOS	13.1200		9.0500
PUCALLPA	13.1100		
PTO. MALDONADO		15.1400	

Fuente: Lista de precios de Petroperú para generación eléctrica en la fecha del 31.01.25

Se solicita, se corrija el error material de haber colocado el precio del combustible Residual N° 6 para los sistemas eléctricos aislados calificados como "Típico L", y

reemplazarlo por el precio del combustible Diesel B5 (S/ 13,12 / galón), ya que es el que realmente le corresponde.

Análisis de Osinergmin

En relación a ello, se ha revisado la documentación del archivo de cálculo “Tarifa Típico L-2025 PP.xls”, sin embargo, no se ha encontrado el error que indica ELOR. Sin perjuicio de ello, se ha actualizado el valor del combustible Diesel B5, que para la presente etapa es 11,50 soles/Gln.

Por las razones explicadas en el análisis, se acoge parcialmente el presente comentario.

V.13.5 Error material de haberse calificado al Sistema Aislado de Indiana con la Tarifa en barra “Típico B”

En el archivo “Tarifa Aislados 2025 (PP).xlsx”, en su pestaña “TARIFAS”, se determina el monto del Mecanismo de Compensación de Sistemas Aislados (MCSA) para ELOR, la misma que parte de valorizar la energía de sus sistemas aislados en función a la tarifa en barra aislada que se ha asignado a cada uno de sus sistemas eléctricos. Se ha podido apreciar, qué para el caso del sistema aislado de Indiana, se le ha asignado la tarifa en barra “Típico B”, tarifa que tiene las características de una generación hidro, situación que no es el caso del sistema aislado de Indiana, donde su tipo de generación es totalmente térmica y en base al uso del combustible Diesel B5; siendo así, que la tarifa que realmente le corresponde es la tarifa “Típico I”.

Se solicita, se haga la valorización de los costos del sistema aislado de Indiana usando la tarifa “Típico I” en reemplazo de la tarifa “Típico B”.

Análisis de Osinergmin

En relación a lo señalado, se ha verificado un error en la asignación del sistema aislado “Típico B” al sistema aislado Indiana, debiendo corresponderle el “Típico I”, como menciona ELOR. En este sentido, se ha procedido a corregir el error material.

Por las razones explicadas en el análisis, se acoge el presente comentario.

V.13.6 Mecanismo de Compensación de Sistemas Aislados (MCSA)

En el archivo “Tarifa Aislados 2025 (PP).xlsx”, en su pestaña “PDEM-STD”, se calcula la proyección de la energía para todos los sistemas aislados de ELOR, para todo el año 2025 y para el período enero-abril del 2026, energía que será utilizada para determinar los montos del Mecanismo de Compensación de Sistemas Aislados (MCSA); para dicha proyección, se utiliza las tasas promedio mensuales ejecutadas para los trimestres mayo-julio, agosto octubre, noviembre-enero y febrero-abril, tasas que para el presente proceso de regulación de mayo 2025, debía de salir en lo fundamental, de comparar la energía ejecutada del año 2024 respecto a la energía ejecutada en el año 2023.

Se ha podido observar que las tasas incrementales que allí figuran, salen de comparar la energía ejecutada del año 2023 respecto al año 2022, ya que, para el cálculo de las tasas de crecimiento, usa la información de energía de la pestaña “DAT2023” (datos de energía del año 2023 y 2022), cuando en realidad se debió utilizar la información de la pestaña “DAT2024” (datos de energía del año 2024 y 2023).

Es por lo anterior, que se solicita recalcular las tasas promedio mensuales utilizadas para los trimestres mayo-julio, agosto-octubre, noviembre-enero y febrero-abril, tasas usadas para la proyección de energía de todos los sistemas aislados de ELOR, y donde se tome en cuenta el efecto de la energía ejecutada en el año 2024, e

inclusive, se solicita poder utilizar adicionalmente la información de energía real ya disponible del año 2025.

Análisis de Osinergmin

La información utilizada en la fijación de precios en barra es la información mensual de ventas que las empresas concesionarias remiten mensualmente a Osinergmin, ya sea en el SICOM o FOSE. Se ha tomado en consideración, la información validada por Osinergmin disponible a enero de 2025.

No se puede usar las tasas trimestrales del año 2024 con relación al año 2023, debido a que esta contiene la carga del Mall Aventura.

Por las razones explicadas en el análisis, se acoge el presente comentario.

V.13.7 Error material para determinar los coeficientes de reajuste de la fórmula de actualización tarifaria a nivel de toda la empresa

En el cuadro N° 8, del artículo 2° de la Resolución Osinergmin N° 029-2025-OS/CD, se muestran los coeficientes de reajuste (o participación) de cada componente de costos de la fórmula de actualización de la tarifa en barra aislada a nivel de todo ELOR. Estos coeficientes son: “e” para el combustible Biodiesel 5, “f” para el combustible Residual 6 y “s” para los costos nacionales.

Los cálculos de los coeficientes de ajuste anteriormente mencionados, se encuentran en el archivo “Tarifa Aislados 2025 (PP).xlsx”, en su pestaña “Tarifas”, en el rango “BZ38:CJ44”. Del cálculo se observa que, para determinar los coeficientes de ajuste a nivel de todo ELOR, se ha cometido el error material de no considerar los datos de los Sistemas Requena y Tamshiyacu, lo cual ha distorsionado los resultados de los coeficientes de ajuste.

Es por lo anterior, que se ha procedido a hacer el recálculo de dichos coeficientes, adicionando a los sistemas de Requena y Tamshiyacu, y cuyo resultado se muestra en el cuadro siguiente.

Cálculo de los Coeficientes de reajuste a nivel de toda la empresa propuesto por ELOR

ATG	Energía Total MWh (1)	FACTOR DE CARGA (%)	PRECIOS POR SISTEMA AISLADO			PRECIO MEDIO ctm. S/ kWh (2)	Costos Sistemas Aislados (Mio S/) (3)=(1)x(2) / 10 ⁶	FACTORES ACT. POR SIST. AISLADO				Montos de Costos Sistemas Aislados (En Mio S/)				
			PPB S/kWh-mes	PEBP ctm. S/kWh	PEBF ctm. S/kWh			ME	MN	COMBUST. R6	COMBUST. D2	ME	MN	COMBUST. R6	COMBUST. D2	Total
E	399.877	60.60%	32.38	72.01	72.01	79.43	317.63	0.0000	0.2548	0.7452	0.0000	0.0	80.9	236.7	0.0	317.6
I	36.987	45.00%	32.38	116.74	116.74	126.73	46.87	0.0000	0.1456	0.0000	0.8544	0.0	6.8	0.0	40.0	46.9
L	7.918	45.00%	32.38	97.23	97.23	107.22	8.49	0.0000	0.1952	0.0000	0.8048	0.0	1.7	0.0	6.8	8.5
B	3.576	45.00%	32.38	33.97	33.97	43.96	1.57	0.0000	1.0000	0.0000	0.0000	0.0	1.6	0.0	0.0	1.6
S	6.904	28.90%	32.38	123.69	123.69	139.25	9.61	0.0000	0.4046	0.0000	0.5954	0.0	3.9	0.0	5.7	9.6
SR	10.194	28.90%	32.38	123.41	123.41	138.98	14.17	0.0000	0.4046	0.0000	0.5954	0.0	5.7	0.0	8.4	14.2
ST	1.951	28.90%	32.38	123.08	123.08	138.64	2.70	0.0000	0.4046	0.0000	0.5954	0.0	1.1	0.0	1.6	2.7
Total							401.05	Total				0.0	101.7	236.7	62.7	401.1
								Coeficientes Reajuste								
								0.000	0.254	0.590	0.156	1.000				

Fuente: Elaborado en base a los datos del archivo de Osinergmin “Tarifa Aislados 2025-PP.xlsx”, pestaña “TARIFAS”

En el cuadro siguiente se hace una comparación entre los coeficientes aprobados en la resolución N° 029-2025-OS/CD y los obtenidos en el cálculo anterior.

Diferencia de los Coeficientes de Reajuste

Concepto	ME	MN	COMBUST. R6	COMBUST. D2	Total
a) Osinergrmin	0.000	0.247	0.616	0.137	1.000
b) Calculado ELOR	0.000	0.254	0.590	0.156	1.000
Diferencia (a)-(b)	0.000	-0.007	0.026	-0.019	

Como se puede ver, si bien es cierto existe poca diferencia en el coeficiente de reajuste de moneda nacional, entre lo aprobado por Osinergrmin y lo obtenido en los cálculos anteriores, no sucede lo mismo entre los coeficientes de los combustibles R6 y D2, donde lo aprobado por Osinergrmin es mayor para el primero y menor para el segundo, en aproximadamente dos puntos.

Es por lo anterior, que se solicita el recálculo de los Coeficientes de Reajuste de Fórmula Polinómica de ajuste de precios de ELOR, adicionando a los sistemas de Requena y Tamshiyacu.

Análisis de Osinergrmin

Se ha verificado que al agregar los sistemas fotovoltaicos de Requena y Tamshiyacu en la hoja de cálculo, no se ha considerado a estos dos sistemas en el cálculo de los coeficientes de reajuste de la fórmula polinómica del precio en barra de ELOR. En este sentido, se ha corregido la respectiva fórmula.

Por las razones explicadas en el análisis, se acoge el presente comentario.

V.14 Análisis de opiniones y sugerencias de Empresa de Administración de Infraestructura Eléctrica S.A.

A continuación, se realiza el análisis de las sugerencias presentadas por Empresa de Administración de Infraestructura Eléctrica S.A. (en adelante "Adinelsa"), mediante carta Oficio N°063- 2025- GG, recibida el 25 de marzo de 2025.

V.14.1 Costo de Transporte Fluvial del Combustible del Sistema Eléctrico de Generación Datem de Marañón

Adinelsa menciona que, en el archivo "Tarifa Típico R - 2025-PP", específicamente en la hoja "Datos" y dentro del cuadro denominado "Sistema Aislado R", se aplica un costo desactualizado de transporte fluvial, fijado en 11,34 soles por galón, el cual corresponde al reportado en el año 2023. Como prueba presenta un resumen de las facturas de pago por el transporte de combustible durante el periodo de enero a diciembre del 2024, donde el total asciende a 190 200,00 soles, resultando en un precio unitario promedio de 11,83 soles por galón. Además, presenta como anexo las facturas correspondientes al transporte fluvial del combustible.

Por consiguiente, Adinelsa solicita actualizar el precio unitario del transporte fluvial de combustible al promedio de 11,83 soles por galón.

Análisis de Osinergrmin

Se ha revisado la información proporcionada por Adinelsa, en el que sustenta los nuevos costos de transporte de combustible, cuyo valor se viene considerando en el presente proceso.

Por las razones explicadas en el análisis, se acoge el presente comentario.

V.14.2 Costo de Personal en 12 Minicentrales – SA DATEM del Marañón

Adinelsa señala en la hoja 'Costo Personal R' del documento 'Tarifa Típico R - 2025- PP' y en el análisis del 'Costo de Personal de Grupos Térmicos Datem Marañón', se utiliza un valor de 175 276,65 soles para el Costo de Personal de Datem de Marañón de Adinelsa. Este valor refleja remuneraciones correspondientes al año 2023 y, por lo tanto, está desfasado.

Sugiere que se realice una actualización de estos cálculos para incorporar las remuneraciones actuales del personal de los grupos térmicos de Datem del Marañón para el año 2024, los cuales ascienden a 202 784,00 soles, según detalla en un cuadro adjunto. Adicionalmente, incluye como sustento Boletas de Pago y Vouchers.

Análisis de Osinerghmin

Se ha revisado la información proporcionada por Adinelsa; sin embargo, dicha información es incompleta y no se sustentan de forma trazable; asimismo señalar que, el cálculo realizado para los costos de generación para el sistema aislado Datem del Marañón (Sistema Aislado Típico R), corresponde a una unidad de generación típica aplicada para una localidad de las 12 que conforma. Por lo tanto, el precio de generación calculado es aplicable a las 12 localidades.

Por las razones explicadas en el análisis, no se acoge el presente comentario.

V.14.3 Determinación de Costos Unitarios de Obras Civiles de Centrales Hidroeléctricas de 600 KW

Adinelsa menciona que en el archivo "Tarifa Típico B - PP", específicamente en la hoja "C.H.600OC" y dentro del cuadro "Determinación de Costos Unitarios Obras Civiles C.H. 600 KW", se observa que se ha establecido, para ciertas partidas, costos inferiores a los que se presentan en la hoja "C.H.600OC" del archivo "Tarifa Típico M (Hidro) - 2025 - PP". Es importante destacar que ambos casos se refieren a Costos de Obras Civiles para centrales hidroeléctricas (CH) de 600 KW, las cuales comparten las mismas especificaciones técnicas. Por esta razón, argumentamos que el Sistema Típico B debería incorporar las mismas valoraciones de costos que el Sistema Típico M (Hidro).

Recomienda a Osinerghmin ajustar los costos de Obras Civiles en el Sistema Típico B para CH de 600 KW, alineándolos con aquellos utilizados en el Sistema Típico M (Hidro), dado que estos últimos son más representativos y actualizados. Es relevante señalar que, en el cálculo para el Sistema Típico M (Hidro), se incluye un costo de 8 000 soles correspondiente al desvío temporal del río durante el periodo de construcción. Dicho costo no se contempla en el Sistema Típico B, situación que resulta en una reducción del costo medio de energía en este sistema y, consecuentemente, impacta en el cálculo del MCSA y a la tarifa de Adinelsa.

Análisis de Osinerghmin

El Sistema Aislado Típico B se asocia con las minicentrales hidroeléctricas ubicadas en las regiones costeras y de sierra, en tanto que el Sistema Típico M se refiere a instalaciones situadas en la selva. Debido a esta clasificación, el modelo Típico M no resulta comparable para Adinelsa.

Por las razones explicadas en el análisis, no se acoge el presente comentario.

V.15 Análisis de Opiniones y Sugerencias de Empresa de Generacion Electrica Machupicchu S.A.

A continuación, se realiza el análisis de las sugerencias presentadas por Empresa de Generacion Electrica Machupicchu S.A. (en adelante "EGEMSA"), mediante carta C-0143-2025 recibido el 25 de marzo de 2025.

V.15.1 Costos de Operación y Mantenimiento

EGEMSA menciona que, respecto de los Costos de Operación y Mantenimiento, consideramos que Osinergrmin debe sustentar el motivo por el cual no ha actualizado en el archivo "RECURSO DE MANTENIMIENTO.xls", en la pestaña "M.O. Constr.Civil", los Costos de Mano de Obra de Construcción Civil según la Resolución Ministerial 139-2024-TR que aprueba el acta "Convención Colectiva de Trabajo - Acta Final de Negociación Colectiva en Construcción Civil 2024 - 2025" suscrito en trato directo con fecha 21 de agosto de 2024 entre la Cámara Peruana de la Construcción (CAPECO) y la Federación de Trabajadores en Construcción Civil del Perú (FTCCP).

Asimismo EGEMSA señala que, Osinergrmin debe sustentar el motivo por el cual no considera los beneficios sociales, CTS, seguros, etc. en el archivo "RECURSO DE MANTENIMIENTO.xls", en la pestaña M.Obra y Viáticos, en los sueldos de los Técnicos de Mantenimiento de LLTT, Técnicos de Mantenimiento de Alumbrado Público y Técnicos de Mantenimiento SSEE. Puesto que para el cálculo Osinergrmin, sin explicación alguna, utiliza el archivo "Costo Recurso Personal.xls" y considera que estos beneficios ya están incluidos en este archivo.

Agrega que, que no es correcto, considerando que la pestaña "M-501" del archivo "COyM EGEMSA 2025.xlsx" utiliza la información del archivo "Costo Recurso Personal.xlsx" para llenar la información de los haberes mensuales y a estos se les adiciona los beneficios sociales, CTS, seguros, etc.

Análisis de Osinergrmin

Respecto a lo indicado por EGEMSA en referencia a la actualización de los costos de mano de obra de Construcción Civil, se precisa que los dichos costos han sido actualizados de acuerdo a lo indicado en la Convención Colectiva de Trabajo - Acta Final de Negociación Colectiva en Construcción Civil 2024-2025, suscrito el 21 de agosto de 2024 y difundido a través del diario oficial El Peruano mediante la Resolución Ministerial N° 139-2024-TR.

En relación a lo indicado por EGEMSA respecto a los beneficios sociales, CTS, seguros, que señala no se consideran en el archivo denominado "RECURSO DE MANTENIMIENTO". Se precisa, que el archivo denominado "RECURSO DE MANTENIMIENTO" se actualiza en función de lo indicado en la pagina PWC, quien es el titular del portal de sistema salarial PWC, del mismo se toma los salarios de los puestos que se determinan por Remuneración Total el cual incluye todos sus beneficios, lo cual se toma como base para la actualización del archivo denominado REPORT PRICE 2025 el cual sirve de imput para el archivo denominado "Costo Recurso Personal" el mismo que alimenta al archivo denominado "COyM EGEMSA 2025" y "RECURSO DE MANTENIMIENTO"

Por las razones explicadas en el análisis, se acoge parcialmente el presente comentario.

V.16 Análisis de Opiniones y Sugerencias Generación Andina S.A.C.

A continuación, se realiza el análisis de las sugerencias presentadas por Generación Andina S.A.C (en adelante "Compañía"), mediante carta GA-016-2025 recibido el 25 de marzo de 2025.

V.16.1 Cargo por Prima RER

Compañía menciona que, en el Informe Técnico No. 136-2025-GRT que sustenta la Fijación de Precios en Barra, en el Cuadro No. 3.4, se detalla que nuestra central "C.H.

8 de Agosto" ha entregado una energía de 108 GWh en el 2024, y sin embargo para el cálculo del SPE May 25 – Abr 26 (Cuadro P.3) y para el cálculo del Cargo por Prima (Cuadro P.4) se está considerando una energía de 119 GWh según se verifica en el archivo "03.Cálculo DL1002_FITA25(PP)" de la publicación "6.2.5 Cargos Adicionales" de la página web de OSINERGHMIN. Cabe destacar que nuestra Compañía históricamente ha tenido limitantes para alcanzar 119 GWh en el periodo Mayo-Abril.

Agrega que, en el mismo Informe Técnico No. 136-2025-GRT también observamos incorrecto el monto de Liquidación (mayo 24 – abril 25) en el cuadro P.3., para nuestras centrales "C.H. El Carmen" y "C.H. 8 de Agosto". Según se puede observar en el archivo "03.Cálculo DL1002_FITA25(PP)" de la publicación "6.2.5 Cargos Adicionales" de la página web de OSINERGHMIN, estos valores incorrectos muestran Liquidaciones incorrectas (período may'24-abr'25) provisto que en el cálculo del saldo mensual a compensar por los meses de Enero a Abril de 2025 no se está tomando en cuenta ningún pago de Prima, lo cual está incorrecto ya que en la publicación del 3er. Ajuste trimestral del Período may'24-abr'25 publicado por OSINERGHMIN sí se está considerando un pago por prima.

Los dos puntos anteriores están causando incorrectamente un valor más alto del Cargo por Prima para nuestras centrales "C.H. El Carmen" y "C.H. 8 de Agosto" (Cuadro P.4 del referido informe), lo que estará afectando a nuestra Compañía con ingresos adicionales sujetos a pago de intereses al momento de calcular el Pago Liquidación del período mayo 2025 – abril 2026, haciendo incurrir en costos financieros innecesarios para nuestra Compañía

En ese sentido, solicita al OSINERGHMIN tomar en cuenta las observaciones para la publicación final de la Resolución que fija los precios en barra para el período mayo 2025 – abril 2026.

Análisis de Osinerghmin

En relación a ello, para la presente etapa de publicación, se ha procedido a actualizar con la última información enviada por COES.

Por las razones explicadas en el análisis, se acoge el presente comentario.

V.17 Análisis de Opiniones y Sugerencias de Electro Ucayali S.A.

A continuación, se realiza el análisis de las sugerencias presentadas por Electro Ucayali S.A. (en adelante "ELUC"), mediante carta G-509-2025 recibido el 25 de marzo de 2025.

V.17.1 Costos de personal para la operación, mantenimiento y gestión de pequeñas centrales térmicas, para el sistema aislado típico m

ELUC menciona que, OSINERGHMIN no ha realizado actualizaciones en los costos de personal relacionados con la operación, mantenimiento y gestión de las pequeñas centrales térmicas en la sección Costos de Personal dentro de los archivos del cálculo "Tarifa Típico M – 2025 – PP.xls", manteniendo los valores correspondientes al año 2018.

ELUC recomienda que, se proceda a actualizar los costos de personal para las tareas de operación, mantenimiento y gestión en las pequeñas centrales térmicas, especificados en la sección Costos de Personal de los archivos de cálculo "Tarifa Típico M 2025 – PP.xls". Esto incluye ajustar los costos para el jefe de Servicio Zonal, el personal de apoyo logístico y el mecánico de mantenimiento, basándose en las cifras recientes del mercado. Para los roles de operario y ayudante, sugiere considerar los

valores que se ha utilizado en los costos estándares de inversión en distribución eléctrica (SICODI), aplicados en el Valor Agregado de Distribución (VAD) para el período 2023-2027.

Análisis de Osinerghmin

La revisión de los costos integrales de los sistemas aislados típicos se realiza cada 4 años y en este proceso de fijación no corresponde realizar dicha revisión.

Por las razones explicadas en el análisis, no se acoge el presente comentario.

V.17.2 Costo de lubricantes

ELUC señala que la celda E58 de la hoja Datos del libro Tarifa Tipico P (CT) - 2025-PP, tiene el valor 32.99, el cual es el costo del lubricante, en S/ /galón, que muestra que corresponde a la fijación del año 2024. Sin embargo, esa celda no tiene vinculación con ninguna otra y el valor colocado no fue actualizado y coincide con el precio reconocido en el proceso 2024.

ELUC además, menciona que remitió a Osinerghmin información relacionada a costos de lubricante para Purús, sin embargo, se adjunta en el Anexo 4 la información que se presentó incorporando la documentación que permitan sustentar dicho costo.

ELUC recomienda a Osinerghmin modificar el precio unitario del lubricante para la Central Térmica Purús del valor S/. 32.99/galón al valor de S/. 50/galón.

Análisis de Osinerghmin

Cabe mencionar que el costo de lubricante se encuentra considerado en el Costo Variable No Combustible. En esta ocasión se ha actualizado el costo de lubricantes, según el sustento presentado por ELUC.

Por las razones explicadas en el análisis, se acoge parcialmente el presente comentario.

V.17.3 Cálculo de la energía hidráulica generada del año 2024

ELUC señala que en los archivos denominados "TARIFA TIPICO M (HIDRO)-2025-PP.XLS" y "TARIFA TIPICO M (T) - 2025-PP.XLS", específicamente en la de la carpeta 6.2.6 Sistemas Aislado realizó el cálculo de la Energía hidro generada ponderada, tomando en cuenta el promedio de la energía de los años 2020 al 2024

Al respecto menciona que, siendo el año 2021 un dato atípico, no se debería de tomar en cuenta para el promedio, tomando únicamente para el promedio los años 2020, 2022, 2023 y 2024, siendo el resultado de la energía generada ponderada 5,111,09 MWh.

Por consiguiente, recomienda realizar el promedio de energía generada ponderada sin considerar el valor atípico del año 2021.

Análisis de Osinerghmin

La energía hidroeléctrica producida depende de la hidrología, además la demanda del sistema eléctrico Atalaya es superior a la capacidad instalada de la Central Hidroeléctrica, motivo por el cual la demanda se cubre utilizando generación térmica diésel. En ese sentido, la producción hidroeléctrica para la fijación tarifaria resulta del promedio de los 5 últimos años.

Por las razones explicadas en el análisis, no se acoge el presente comentario.

V.17.4 Modificar el precio unitario de transporte de combustible

ELUC indica que en la celda F54 de la hoja de cálculo "Datos" dentro del archivo "Tarifa Típico P (CT) - 2025-PP", se presenta un valor de 32,49 S/ /galón, correspondiente al costo de transporte de combustible que corresponde a la fijación del año 2024, menciona que esta celda no está relacionada con otras y el valor introducido, que repite el precio establecido en el proceso del año 2024, no fue actualizado.

Por consiguiente, solicita modificar el precio unitario de transporte de combustible a la Central Térmica Purús del valor S/. 32,49/galón al valor de S/. 34,79/galón.

Análisis de Osinerghmin

ELUC presenta un sustento que no es posible verificar las cantidades y los costos asociados. Además, no presenta ningún informe del procedimiento de transporte desde la planta de Petroperú hasta la planta térmica de Purús.

Por las razones explicadas en el análisis, no se acoge el presente comentario.

V.17.5 Costos de personal para la operación, mantenimiento y gestión de pequeñas centrales térmicas, para el sistema aislado típico p

ELUC indica que OSINERGHMIN, no actualiza los costos de personal para la operación, mantenimiento y gestión de pequeñas centrales térmicas de la hoja Costos personal de los archivos de cálculo Tarifa Típico P (CT) - 2025 PP.xls, es decir mantiene los costos del año 2018.

Adiciona que, los costos de personal no son coherentes con los utilizados por Osinerghmin en la hoja Costos personal. Osinerghmin debería tomar en consideración estudios de mercado y remuneraciones como estudio de demanda ocupacional del MINTRA, a continuación, mostramos un cálculo del costo para el operario a partir del EDO 2023 para Ucayali (En el Anexo 1 de nuestro informe se aprecia los documentos del EDO 2023 de Ucayali), donde se realiza un ponderado de las remuneraciones de los códigos ocupacionales 7 411 (Electricistas y afines) y 3 113 (Técnico en electricidad).

Por consiguiente, solicita actualizar los costos de personal para la operación, mantenimiento y gestión de pequeñas centrales térmicas de la hoja Costos personal del archivo de cálculo Tarifa Típico P (CT) - 2025 PP.xls para el caso de jefe de Servicio Zonal, apoyo logístico y mecánico de mantenimiento mediante fuentes de mercado recientes, para el caso del operario considerar la propuesta de ponderación de S/ 2,906.7 a partir de la información del EDO 2023 para Ucayali, caso contrario considerar los costos de personal (S/3 118,50) de la hoja de Datos de los archivos de cálculo Tarifa Típico P (CT) - 2025 PP.xls para todo el personal mencionado en la hoja de Costos personal.

Análisis de Osinerghmin

La revisión de los costos integrales de los sistemas aislados típicos se realiza cada 4 años y en este proceso de fijación no corresponde realizar dicha revisión.

Por las razones explicadas en el análisis, no se acoge el presente comentario.

V.17.6 Margen de reserva del 20% para el Sistema Atalaya

ELUC señala que OSINERGHMIN, en la hoja Típico M del archivo Tarifa Típico M (T)-2025-PP.xls ha considerado un margen de reserva del 20% para el sistema Atalaya. Mientras que en la hoja Típico A del archivo Tarifa Típico A-I-S-2025-PP.xls ha considerado un margen de reserva del 30% para el sistema típico A.

Agrega que, en la hoja Típico AS del archivo Tarifa Típico AS(CT)-2025-PP.xls ha considerado un margen de reserva del 30% para el sistema típico A. Y también, en la

hoja Típico L del archivo Tarifa Típico L-2025-PP.xls del mismo mod ha considerado un margen de reserva del 30% para el sistema típico L.

Al respecto, recomienda considerar un margen de reserva de 30% para el sistema Atalaya, así como lo considero para el sistema A-I-S, el sistema AS y el sistema L.

Análisis de Osinerghmin

El Sistema Aislado Típico M, conformado por 3 tecnologías: hidroeléctrica, térmica y solar, tiene un margen de reserva del 20% que equivale a la capacidad promedio de los grupos de generación instalados, respecto a los sistemas aislados AS, A, I, S, y L, que son sistemas eléctricos menores que tienen capacidades pequeñas y de una sola tecnología, por ello, se le asigna un margen de reserva del 30%.

Por las razones explicadas en el análisis, no se acoge el presente comentario.

V.17.7 Costos de los grupos de generacion tanto para el Sistema Atalaya así como para el Sistema Purus

ELUC señala que OSINERGHMIN, en la hoja Costo de grupos del archivo Tarifa Típico M (T)-2025-PP.xls indica costos de los grupos de generación sin ningún sustento, para el sistema Atalaya.

Agrega que, Lo mismo se visualiza la hoja Costo de grupos del archivo Tarifa Típico P (CT)-2025 PP.xls ha considerado los mismos costos y además lo han multiplicado por un factor de 0.9135, disminuyendo el costo total de 2 grupos de generación.

Al respecto, recomienda mostrar las cotizaciones realizadas de los costos de los grupos de generación considerados para la regulación de los precios de Precios en Barra de los sistemas de Atalaya y Purús.

Análisis de Osinerghmin

La revisión de los costos integrales de los sistemas aislados típicos se realiza cada 4 años. En este proceso de fijación de precios en barra no corresponde realizar dicha revisión de costos.

Por las razones explicadas en el análisis, no se acoge el presente comentario.

V.18 Análisis de Opiniones y Sugerencias de Acciona.org Perú

A continuación, se realiza el análisis de las sugerencias presentadas por Acciona.org Perú (en adelante "ACCIONA"), mediante carta s/n recibido el 25 de marzo de 2025.

V.18.1 Tarifa en barra Sistema Aislado Copal Urco

ACCIONA menciona que, en el Informe Técnico de la Prepublicación se señala que la absolución de observaciones que presentamos en respuesta al Oficio de la referencia (2) fue parcial: *"no habiendo sustentado que el SFV Copal Urco implementado es la solución técnico-económica, considerando lo establecido por la Ley de Concesiones Eléctricas con relación a instalaciones y tarifas eficientes. En ese sentido, se ha determinado la tarifa de un sistema térmico equivalente al tamaño del SER Copal Urco, con una unidad de 50 kW operando con combustible diésel al que se le ha denominado Sistema Típico T."*

Al respecto ACCIONA señala lo siguiente:

Primera Sugerencia

El SFV Copal Urco (planta de generación solar centralizada) sometido a fijación tarifaria sí es la solución técnico – económica más eficiente para la comunidad de Copal Urco. Como sustento adjuntamos a la presente carta el documento “MGCU-Comparación tecnologías (SHSxMR)” y sus ANEXOS 1 y 2, donde hemos realizado ajustes a nuestra evaluación económica primigenia con la finalidad de hacer comparables de forma más fidedigna a la tecnología de una planta de generación solar centralizada más baterías versus la alternativa de instalar sistemas fotovoltaicos individuales.

Se ha considerado en esta versión un incremento de la potencia de los sistemas fotovoltaicos domiciliarios a 600W logrando que sea equiparable con la solución de planta solar centralizada que permite consumir a los usuarios hasta dicha potencia, se ha agregado la inversión para un suministro para uso productivo de tipo trifásico, habida cuenta que la normativa rural se ha adecuado para una mayor promoción de estos proyectos siendo de interés de la comunidad y se han sincerado los costos de O&M.

Asimismo, hemos agregado al documento adjunto una sección con un cuadro comparativo de la inversión entre ambas tecnologías, resultando que la planta solar fotovoltaica es más económica que la opción con sistemas fotovoltaicos domiciliarios. En igual sentido, se precisa en el documento que la solución de planta solar y redes de distribución (existentes) es una mejor solución técnica en la comunidad Copal Urco.

Segunda Sugerencia

En la carpeta de archivos Excel denominada “6.2.6 Sistemas Aislados” no se encuentra el archivo correspondiente al Sistema Típico T al que se alude en el Informe Técnico.

Análisis de Osinerghmin

La Ley 28832 complementa el marco general establecido para la regulación del sector eléctrico; en este sentido, mantiene los criterios de eficiencia a que se refiere el artículo 8 de la LCE.

Por lo que, para la fijación de los Precios en Barra de los Sistemas Aislados, se determina los costos de inversión, las obras civiles de la central y de la subestación eléctrica de salida de la central hasta las redes de distribución eficientes. Los costos de operación considerados incluyen los costos fijos de personal más los costos variables de combustible y no combustible.

En general, para el cálculo de la tarifa se asume que la demanda es cubierta con un sistema de generación adaptado a las necesidades de cada carga. Para tal fin se calcula el costo eficiente que resulta de agregar las componentes de inversión y de operación y mantenimiento para abastecer cada kWh de la demanda. El producto del consumo total del año por el costo, así determinado del kWh, debe permitir recuperar los costos anuales de inversión y operación de una instalación suficiente para abastecer la demanda con una reserva adecuada.

En relación a la primera sugerencia, como una alternativa eficiente y adecuada a la carga, una que, comparada con todas las tecnologías disponibles, sea la más eficiente (Fotovoltaica solar, generación térmica u otra existente en la zona del proyecto); de la revisión del sustento de la inversión en el sistema solar – baterías, nos muestra que esta se debería comparar con sistemas alternativos (sustitutos), por ejemplo, con un sistema de generación térmico o solar autónomo domiciliario.

Ahora respecto a la segunda sugerencia, se ha verificado que no se ha publicado el archivo correspondiente al sistema aislado Típico T. En ese sentido, y como se menciona en la primera sugerencia, dicho archivo formará parte de la información complementaria a publicarse en la página web.

Por las razones explicadas en el análisis, se acoge parcialmente el presente comentario.

V.19 Análisis de Opiniones y Sugerencias de Amazonas Energía Solar S.A.C.

A continuación, se realiza el análisis de las sugerencias presentadas por Amazonas Energía Solar S.A.C. (en adelante "AMAZONAS") con relación a la fijación de los Precios en Barra, mediante carta AES-222-2025, con fecha 25 de marzo de 2025.

V.19.1 Obras civiles

AES solicita mantener el 8% de porcentaje de utilidades en los costos de inversión de los Sistemas Aislados Típico SR y ST, para el cumplimiento del Principio de predictibilidad o de confianza legítima y la debida motivación de la decisión regulatoria, dado que no existe duplicidad de costos.

Además, AES menciona que el modelo matemático del Sistema Típico P (FV), Sistema Típico M (FV) y Sistema Típico S (FV), que determinan los precios de generación solar fotovoltaica de nuestras CC.SS. Purús, Atalaya y San Lorenzo respectivamente, desde el año de su asignación tarifaria, hasta esta Pre Publicación, del año 2025 inclusive, reconocen un porcentaje de utilidades del 8%, es decir, en todos los procesos regulatorios desde el año 2021 hasta este año 2025, a nuestras otras CC.SS. Osinergmin ha reconocido un único porcentaje (8%) y solo a nuestras CC.SS. REQUENA y TAMSHIYACU, se le pretende ajustarlo, según señala el informe aludido.

Análisis de Osinergmin

En el informe que sustenta la resolución de pre publicación de las Precios en Barra se menciona eliminar los costos duplicados de utilidades en las obras civiles. Sin embargo, en las fichas de los sistemas Típicos SR y ST publicados no se han hecho efectivos dichos ajustes.

Por las razones explicadas en el análisis, no se acoge el presente comentario.

V.19.2 Precio ponderado mixto de los sistemas Típicos SR y ST

AES solicita se explique la razón por la cual se han utilizado los porcentajes de San Lorenzo para la determinación de los precios mixtos de Requena y Tamshiyacu.

Además, AES menciona que de la revisión del archivo Excel Tarifa Aislados 2025 (PP), para el cálculo de precios ponderados de los Sistemas Aislados SR y ST, aplicables a Requena y Tamshiyacu respectivamente, el modelo emplea la ponderación del Sistema Aislado Tipo S de San Lorenzo.

Análisis de Osinergmin

Para el cálculo de los precios ponderados de los sistemas aislados Requena y Tamshiyacu, se ha considerado un despacho teórico, en vista que no se tiene antecedentes históricos por ser centrales nuevas. No se usó el modelo de ponderación del sistema aislado de San Lorenzo (S). Además, el despacho considera

los límites térmicos definidos en el Contrato para el primer periodo de operación de las centrales fotovoltaicas de Requena y Tamshiyacu.

Por las razones explicadas en el análisis, no se acoge el presente comentario.

V.20 Análisis de Opiniones y Sugerencias del Engie Energía Perú S.A. (ENGIE)

A continuación, se realiza el análisis de las sugerencias presentadas por Engie Energía Perú (en adelante "ENGIE"), con relación a la fijación a los Precios en Barra, remitido mediante Carta N° ENG/146-2025 con fecha 24 de marzo de 2025.

V.20.1 Artículo 13 de la Resolución 029 – Peaje de Transmisión de los SGTOpiniones y sugerencias

El Osinergmin debe determinar el Peaje de Transmisión unitario de las instalaciones del SGT para el periodo mayo 2025 – abril 2026:

- Calculando el Saldo de Periodo de Liquidación de los SGT según el Procedimiento de Liquidación, el cual es la diferencia entre (a) el Ingreso Anual Facturado, determinado como la suma de lo facturado mensualmente como Ingreso Tarifario y lo facturado como Peaje de Transmisión sin incluir el Saldo por Peaje por Conexión de los SGT determinado mensualmente de manera incorrecta por el COES; y (b) el Ingreso Anual Esperado.
- Disponer la devolución a los generadores de los montos correspondientes al pago por potencia que fueron destinados, de forma incorrecta, a cubrir los Saldos por Conexión de los SGT durante el Periodo de Liquidación 2024.

Sustento

En efecto, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 26° de la Ley N° 28832, la compensación para remunerar la Base Tarifaria de las instalaciones del SGT debe ser asignada a los Usuarios por Osinergmin. Asimismo, el numeral 36 del Artículo 1° de la Ley N° 28832 define Usuarios como el grupo de "Consumidores finales de electricidad localizados en el Perú". En consecuencia, es claro que la ley ha dispuesto que el pago del Peaje de Transmisión de los SGT sea asumido, en su totalidad, por los Usuarios. En línea con lo anterior, y con el fin de garantizar que los titulares de los SGT perciban toda la remuneración de la Base Tarifaria, en el literal c) del artículo 24° de la Ley N° 28832 (que también es tomado en el numeral 22.4 del Reglamento de Transmisión) se dispone que cada año se agregue a la Base Tarifaria la liquidación generada por el desajuste entre lo autorizado como Base Tarifaria del año anterior y lo efectivamente recaudado. En efecto, en el caso de los SGT la normativa establece que el Osinergmin realice una "Liquidación Anual" para determinar si en un determinado año los montos recaudados de los Usuarios por concepto de Peaje de Transmisión sirvieron para cubrir o no la parte que corresponde para remunerar a los transmisores la Base Tarifaria. A través de esta Liquidación Anual se determina si en un determinado año los montos recaudados de los Usuarios por concepto de Peaje de Transmisión cubrieron o no la totalidad de la remuneración a los transmisores que fue proyectada por el Osinergmin, esto es si lo proyectado coincide con lo recaudado. Si la diferencia es negativa, entonces dicha diferencia no la asumen los generadores (como ENGIE), sino que se considera (e incorpora) en la fijación anual del Peaje de Transmisión del año inmediatamente siguiente para que sean los Usuarios los únicos que asuman dicho monto, de conformidad con la Ley 28832.

Pese a que la normativa es clara respecto de quién y cómo se debe asumir la remuneración del SGT, el COES determina mensualmente un Saldo por Peaje y utiliza los pagos por potencia, para cubrir completamente la mensualidad de las compensaciones de la Base Tarifaria de los SGT, lo que eventualmente reduce los pagos por potencia que deben recibir los generadores, cuando lo correcto es que, en aplicación de lo dispuesto en la norma, dichos saldos se ajusten en la liquidación anual.

Como también resulta evidente, Osinergmin no podría el mantener dicho error en la fijación tarifaria, contraviniendo el mandato que la propia ley le ha asignado de garantizar que efectivamente los Usuarios asuman íntegramente dicho costo.

En ese sentido, Osinergmin deberá determinar el Peaje de Transmisión unitario de las instalaciones del SGT para el periodo mayo 2025 – abril 2026 sumando al Peaje de Transmisión de ese periodo las diferencias entre lo recaudado como peaje y el Peaje de Transmisión (es decir el Saldo de Peaje), y ordenar al COES que efectúe el recálculo respectivo para la devolución a los generadores de los montos correspondientes al pago por potencia que fueron destinados, de forma incorrecta, a cubrir el saldo del Peaje de los SGT. Como se ha indicado y reiteramos, la Ley N° 28832 ha establecido expresamente -no habiendo posibilidad de que se interprete válidamente algo distinto- que los Peajes de Transmisión destinados a remunerar los SGT son asignados para su pago, única y exclusivamente, a los Usuarios del sistema eléctrico peruano. Lo contrario implicaría que el Osinergmin no cumpla con lo dispuesto en el artículo 1º de su reglamento, aprobado por Decreto Supremo N° 054-2001-PCM, que establece que el Osinergmin ejercerá sus atribuciones y funciones (una de las cuales es la función reguladora), en concordancia y con estricta sujeción a las disposiciones establecidas en las normas legales referidas al sector energía (una de las cuales es la Ley N° 28832, y en específico el artículo 26º que, como indicamos y reiteramos, establece que la compensación para remunerar la Base Tarifaria de las instalaciones del SGT debe ser asignada a los Usuarios). Asimismo, estaría incumpliendo con el artículo 101º, literal c), de la Ley de Concesiones Eléctricas que dispone que *“(…) es materia de fiscalización por parte del OSINERG: (...) c) El cumplimiento de las funciones asignadas por Ley al COES”.*

Análisis de Osinergmin

Cabe mencionar que, en base a lo dispuesto en la respuesta del ítem 2 del numeral 2.2 del Informe Técnico N° 256-2018-GRT, que sustenta la Resolución N° 090-2018-OS/CD, que resolvió el recurso de reconsideración contra la Resolución N° 056-2018-OS/CD mediante la cual se fijó las Precios en Barra para el periodo 2018 – 2019, sobre considerar que el Saldo del Periodo de Liquidación de los SGT se determine sin considerar, como parte del Peaje de Transmisión del Ingreso Mensual Facturado el Saldo por Peaje por Conexión de los SGT determinado mensualmente por el COES durante el Periodo de Liquidación Anual, se concluyó que en el Procedimiento de Liquidación Anual no contraviene la Ley 28832, debido a que la liquidación considera los montos efectivamente recaudados, que los concesiones de transmisión han facturado mensualmente; y que a su vez han sido pagados por los usuarios finales de electricidad; por otro lado respecto al Saldo por Peaje de Conexión al que se refiere el Procedimiento Técnico del COES N° 30 “Valorización de las Transferencias de Potencia y Compensaciones al Sistema Principal y Sistema Garantizado de Transmisión” (en adelante “PR-30”), conforme el artículo 26 de la Ley 28832, la Base Tarifaria y el Peaje de Transmisión se sumarán a los conceptos de Costo Total de Transmisión y Peaje por Conexión a que se refieren los artículos 59 y 60 de la LCE. Asimismo, el numeral 27.2 del Reglamento de Transmisión señala que, la

determinación, recaudación, liquidación y forma de pago del Ingreso Tarifario, del Peaje de Transmisión y del valor unitario del Peaje de Transmisión del SGT, tendrán el mismo tratamiento que el Ingreso Tarifario, Peaje por Conexión y Peaje por Conexión Unitario del Sistema Principal de Transmisión, respectivamente.

Por lo tanto, en complemento con el análisis contenido en el respectivo Informe Legal, no se acoge la presente sugerencia.

V.20.2 Artículo 13 de la Resolución 029 – Peaje de Transmisión de los SGT

Opiniones y sugerencias

Osinergmin debe disponer que se deje de determinar mensualmente el Saldo de Peaje de los SGT (en Soles) que cubriría la mensualidad de la Base Tarifaria de los SGT, ya que ello afecta los pagos por potencia que les corresponde a los generadores. En efecto, en cumplimiento de lo dispuesto por la Ley N° 28832, que establece que la remuneración de los SGT es asumida por los Usuarios, el Saldo de Peaje de los SGT debe ser atendido a través de la liquidación anual que se lleva a cabo el Osinergmin en el proceso de fijación tarifaria.

Sustento

De acuerdo con el artículo 26° de la Ley N° 28832, el Peaje de Transmisión de los SGT debe ser asignado a los Usuarios. En este sentido, el Osinergmin debe efectuar el cálculo de la liquidación anual de los SGT, para garantizar la equivalencia entre los montos recaudados durante el periodo anual anterior y lo autorizado como Base Tarifaria de los SGT para dicho periodo. No es necesario que el COES determine mensualmente el saldo para cubrir las compensaciones de la Base Tarifaria de los SGT, toda vez que dichas diferencias deben ser cubiertas en la liquidación anual del Peaje de Transmisión, en cumplimiento de la ley. No obstante, la forma en la que viene procediendo el COES, contraviene lo dispuesto en la Ley N° 28832, toda vez que no se está asignando a los Usuarios el pago de la Base Tarifaria según se dispone, sino a los Generadores. En este sentido, ENGIE como ya mencionó en el numeral V.7.1 precedente, el Osinergmin incumple su propio reglamento al no ejercer sus funciones en concordancia con la normativa del sector (en este caso la Ley N° 28832).

Análisis de Osinergmin

Ver análisis de Osinergmin al comentario V.20.1 de ENGIE.

Por lo expuesto, no se acoge la presente sugerencia.

V.20.3 Fijación de Precios en Barras

Opiniones y sugerencias

Incluir disposiciones para minimizar (sino eliminar) la diferencia entre el monto que fija Osinergmin por el Peaje de Conexión y el monto real recaudado por este concepto.

Sustento

El artículo 59 de la LCE establece que los generadores conectados al Sistema Principal de Transmisión abonarán mensualmente a su propietario, una compensación para cubrir el Costo Total de Transmisión.

Por su parte, el artículo 60 de la LCE establece que la compensación del Costo Total de Transmisión de los SPT se abonará de forma diferenciada a través de dos conceptos denominados Ingreso Tarifario y Peaje por Conexión, donde:

a) El Ingreso Tarifario se determina como la suma de: (a) el Ingreso Tarifario Nacional, calculado en función a la potencia y energía entregadas y retiradas en barras, valorizadas a sus respectivos Precios en Barra, sin incluir el respectivo peaje; y (b) el Ingreso Tarifario de los Enlaces Internacionales.

b) El Peaje por Conexión se determina como: la diferencia entre el Costo Total de Transmisión y el Ingreso Tarifario y el Peaje por Conexión Unitario es igual al cociente del Peaje por Conexión y la Máxima Demanda proyectada a ser entregada a los Usuarios.

El artículo 137 del RLCE establece que el Peaje por Conexión Unitario será igual al cociente entre el Peaje por Conexión y la Máxima Demanda anual proyectada a ser entregada a los clientes. Debido a que la Máxima Demanda anual proyectada difiere de la Máxima Demanda mensual real con la que se determina el monto real de Peaje de Conexión, se genera un Saldo por Peaje por Conexión calculado como la diferencia entre lo pagado por los Usuarios, (en función de la Máxima Demanda mensual real) y lo que debe recibir el Transmisor fijado anualmente por Osinergmin de acuerdo con la máxima demanda anual proyectada.

El hecho de utilizar un valor de Máxima Demanda igual a la Máxima Demanda anual proyectada para el cálculo del Peaje por Conexión Unitario, ocasiona que esa proyección de demanda difiera sustancialmente de la Máxima Demanda real del SEIN. Por esta razón se vienen generando Saldos por Peaje por Conexión que terminan siendo asumidos por los generadores.

A este respecto, el TUO de la LPAG y el Reglamento Osinergmin establecen que Osinergmin debe utilizar información que permita tener resultados predecibles, tomando en cuenta que las decisiones que tome afectan directamente a las tarifas, como es el caso del Peaje de Conexión Unitario; por lo que, para dicho concepto represente su valor real debe ser calculado utilizando una Máxima Demanda Proyectada cercana a la Máxima Demanda Real que se utiliza para la recaudación del Peaje de Conexión Unitario.

Análisis de Osinergmin

El Peaje por Conexión conforme al artículo 60 de la LCE se determina como la diferencia entre el Costo Total de Transmisión y el Ingreso Tarifario, y el Peaje por Conexión Unitario es igual al cociente del Peaje por Conexión y la Máxima Demanda proyectada a ser entregada a los Usuarios, en donde expresamente indica utilizar la Máxima Demanda proyectada.

Por otro lado, el artículo 137 del RLCE, establece que “El Peaje por Conexión Unitario, empleado para la determinación del Precio de la Potencia de Punta en Barra señalado en el inciso h) del Artículo 47 de la LCE, será igual al cociente entre el Peaje por Conexión y la Máxima Demanda anual proyectada a ser entregada a los clientes.”

Entonces, es correcto usar la Máxima Demanda proyectada para la determinación del Peaje por Conexión Unitario tal como se realiza en los procesos de Fijación de Precios en Barra, en concordancia a lo descrito expresamente por el artículo 60 de la LCE y el artículo 137 del RLCE, y no la Demanda Real como sugiere ENGIE.

Por lo expuesto, no se acoge la presente sugerencia.

V.20.4 Archivos PERSEO

ENGIE señala considerar las siguientes modificaciones en el modelo PERSEO:

- i) En el archivo SINAC.FZD se observa que la CE Punta Lomitas ha sido conectada a la barra con código SICN129 (Derivación 220 kV). Sin embargo, dicha barra no tiene conexión alguna con otra barra, por lo que la energía modelada no es utilizada.
- ii) Con el proyecto CH Anashironi, la conexión de la CH RENOVANDES HI cambia de la SE Caripa 138kV a la SE Campas 220 kV.
- iii) El proyecto CS Expansión Intipampa se conectará a la SE Intipampa138kV, según fue aprobado en su Estudio de Pre Operatividad; sin embargo, en el modelo PERSEO está modelada erróneamente conectada a la SE Moquegua 138kV.
- iv) El proyecto CE Guarango se conectará a la SE Derivación/Intermedia según lo aprobado en su Estudio de Pre Operatividad, sin embargo, en el modelo PERSEO está modelada erróneamente conectada a la SE Poroma 220kV."

Análisis de Osinerghmin

En relación a lo señalado, se ha revisado los archivos del modelamiento PERSEO 2.0, en donde respecto al modelado de la barra Derivación 220kV (SICN129) y las líneas asociadas, se está considerando para la presente fijación.

Respecto al ingreso de la CG Anashironi la conexión de la CH RENOVANDES HI cambia de la SE Caripa 138kV a la SE Campas 220 kV.

En relación al proyecto CS Expansión Intipampa se conectará a la SE Intipampa 138kV, se ha revisado el estudio de preoperatividad del COES.

Finalmente, en base a los estudios de preoperatividad, los proyecto CS Expansión Intipampa y CE Guarango se conectarán a la SE Intipampa 138kV y SE Derivación 220 kV, respectivamente.

En base a ello, corresponde actualizar los archivos de entrada del modelo PERSEO 2.0 que están involucrados.

Por las razones explicadas en el análisis, se acoge el presente comentario.

V.21 Análisis de Opiniones y Sugerencias del Sr. Ronald Gonzales Palma

A continuación, se realiza el análisis de las sugerencias presentadas por el ciudadano Sr. Ronald Gonzales Palma (en adelante "RGONZALES"), con relación a la fijación de los Precios en Barra, remitido mediante correo electrónico ronald2000@hotmail.com, con fecha 25 de marzo de 2025.

V.21.1 Proyección de Demanda

Sobre la demanda propia 2024 del SEIN, de acuerdo con el informe anual 2024 del COES/SOI, Rev-1, aparte que no se debe considerar la exportación a Ecuador (en enero 2024) se indica que en su presentación "no se considera la inyección ni absorción de energía de los BESS", destacando el reporte la energía producida por las unidades de generación al SEIN.

Sin embargo, para los fines de determinación de la demanda neta del SEIN, de acuerdo con el informe COES/D/DO/SME-INF-192-2023, se consideran los aportes de los BESS (inyecciones y retiros). Es decir, el valor -5,718 GWh (aporte neto de 05 BESS) y los 2,969 GWh exportados a Ecuador nos llevaría a una demanda neta de energía del SEIN 2024 de: $60\,028,695 - 5,718 - 2,969 = 60\,020,008$ GWh. (la coma es separador de miles).

Análisis de Osinergmin

Respecto a la opinión sobre la proyección de la demanda, ver análisis a la opinión V.3.1 de Electroperú.

Por las razones explicadas en el análisis, se acoge parcialmente el presente comentario.

V.21.2 Canon del agua

RGONZALES señala que, respecto al canon del agua, un asunto de concepto es la finalidad de atribuir a las CCHH un valor base de “costo de operación” deducido de los Precios Máximos de Generador a Distribuidor de Servicio Público (según el artículo 47° de la LCE al que nos lleva al artículo 107° de la LCE). Precisamente esto es lo fijado en el numeral 5.1 del PR-31, como primer componente (CUE) del Costo Variable de las CCHH (CVH). En este sentido, cuando en la ley 28832 se da una nueva definición para el Precio a Nivel Generación, este precio se encuentra en el ámbito del Servicio Regulado y para los fines de compensaciones entres los titulares del servicio de Distribución. Por lo tanto, ese PNG no puede ser atribuido como representativo del que señala el artículo 215° del RLCE, sobre la base del 107° de la LCE, que nos lleva al método explícito establecido en el 47° de la LCE y que —a la fecha, de facto— se viene aplicando por las CCHH del SEIN, con la aprobación y formulación propia de la Autoridad Nacional del Agua.

Análisis de Osinergmin

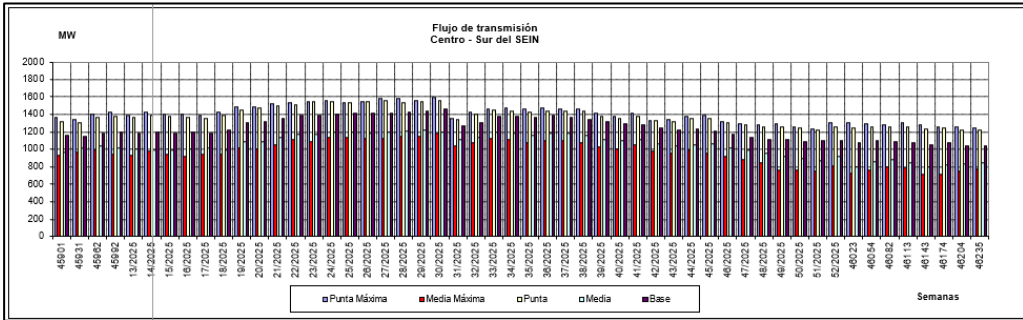
Con relación a la opinión relacionada a la determinación del canon del agua, ver análisis de Osinergmin a la opinión al comentario xi) del literal V.5.2 del SUBCOMITÉ del COES.

Por las razones explicadas en el análisis, no se acoge el presente comentario.

V.21.3 Límites de transmisión

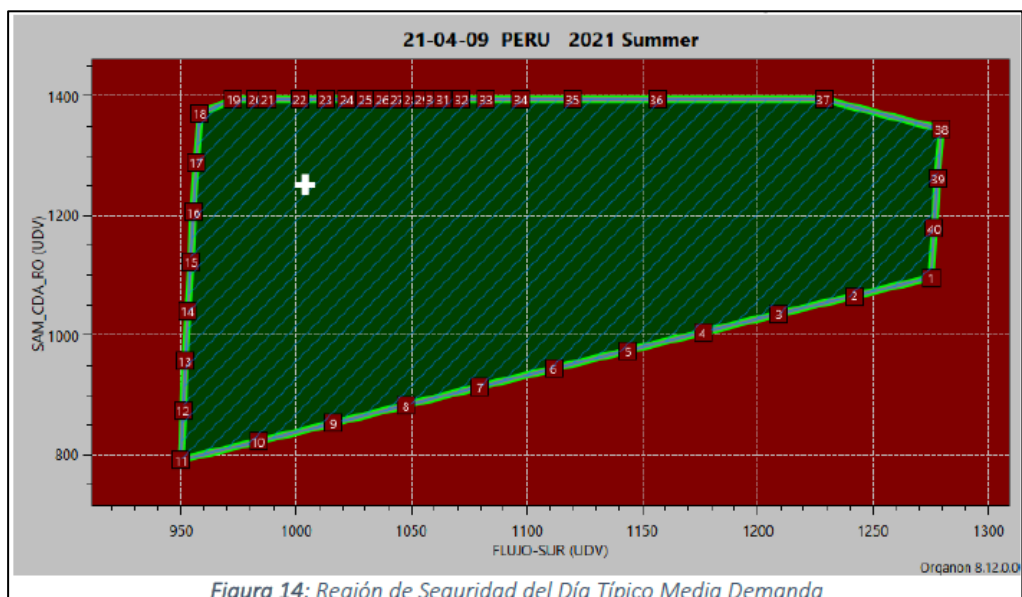
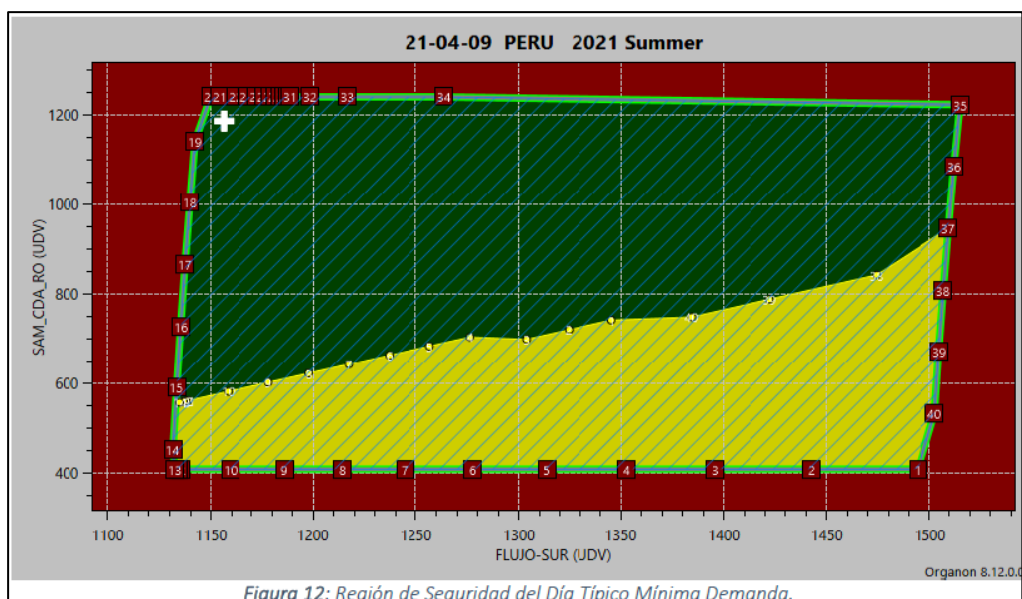
RGONZALES señala que, respecto a los límites de transmisión hacia el sistema sur, se debe incidir en que el mismo COES/SPR, dentro de los archivos de configuración de sus modelos de Programación de la Operación, ha establecido las condiciones por las que se aplica las previsiones del Estudio de Estabilidad de su informe COES/D/DP-SNP-105-2024 y que se reflejan en los resultados que muestran, diariamente, los informes IEOB del COES, en donde los valores máximos horarios del flujo hacia el sistema sur (del conjunto de L-2051/L-2052; L-5033; L-5034), no vienen superando los 1 500 MW.

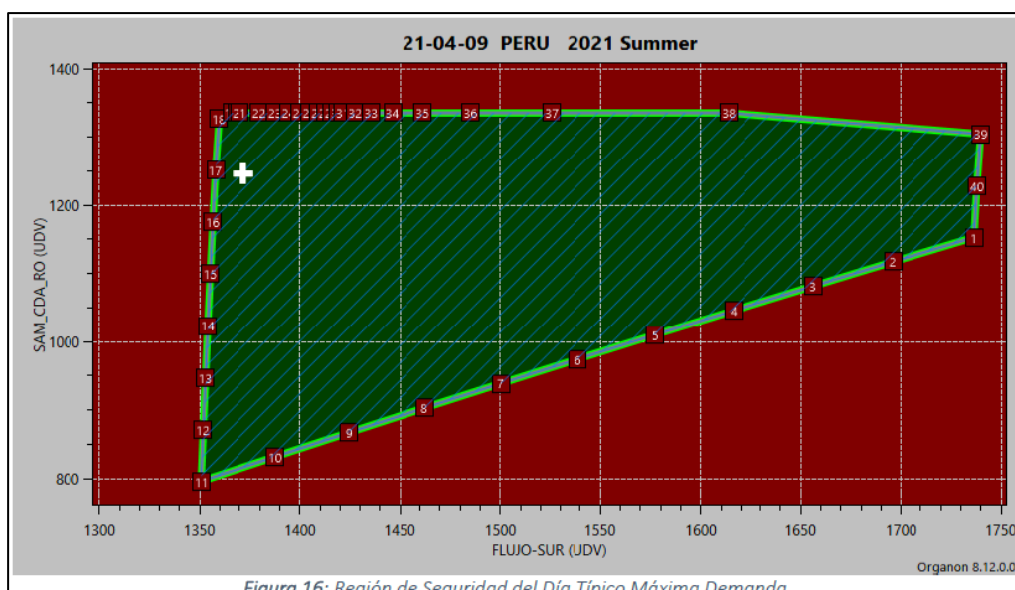
Por otro lado, en el último PMPO del COES/SPR (PR-37), para el horizonte marzo 2025-abril 2026, se muestra la siguiente previsión:



En la figura se aprecia que el flujo de transmisión Centro-Sur no supera los 1 600 MW, de conformidad con las restricciones del archivo csumcirc.dat del SDDP.

Por otro lado, en los PSO del COES/SPR, se tiene configurado, para las previsiones del Yupana, las siguientes regiones de seguridad por cada bloque de demanda:





Añade que, los resultados SDDP y los límites de consigna para los PSO y PDO están muy lejos de lo establecido por Osinerghmin para el inverosímil flujo hacia el sur, en cuanto a los 2 746 MW para todos los bloques horarios de estiaje y avenida del horizonte FITA2025.

Análisis de Osinerghmin

Respecto a la opinión relacionada a los límites de transmisión, ver análisis a la opinión V.3.3 de Electroperú.

Por las razones explicadas en el análisis, no se acoge el presente comentario.

Anexo W: Relación de Información que Sustenta los Precios en Barra

1. Informe N° 136-2025-GRT "Informe para la Publicación del Proyecto de Resolución que fija los Precios en Barra (Periodo mayo 2025 - abril 2026)".
2. Informe N° 138-2025-GRT de la Asesoría Legal de la Gerencia de Regulación de Tarifas.
3. Informe N° 137-2025-GRT "Cálculo del Monto a Compensar a los Generadores Eléctricos por aplicación del Recargo FISE en el servicio de Transporte de Gas Natural por Ducto Periodo (Periodo mayo 2025 - abril 2026)".
4. Absolución de Observaciones al Informe N° 901-2024-GRT, presentado por el SUBCOMITÉ del COES.
5. Absolución de Observaciones al Informe N° 902-2024-GRT, presentado por el Subcomité de Transmisores del COES.
6. "Estudio Técnico Económico de Determinación de Precios de Potencia y Energía en Barras para la Fijación Tarifaria periodo mayo 2025 - abril 2026" preparado por el SUBCOMITÉ del COES.
7. "Propuesta Tarifaria del Subcomité de Transmisores del COES Fijación de Precios en Barra Periodo mayo 2025 - abril 2026" preparado por el Subcomité de Transmisores del COES.
8. Contratos de Concesión, con sus respectivas adendas, suscritos por el Estado Peruano al amparo del Decreto Supremo N° 059-96-PCM:
 - Contrato suscrito con la empresa TRANSMANTARO
 - Contrato suscrito con la empresa REDESUR
 - Contrato suscrito con la empresa ISA PERU
 - Contrato suscrito con la empresa REP
 - Contrato suscrito con la empresa ATN
 - Contrato suscrito con la empresa ABY
 - Contrato suscrito con la empresa TESUR
 - Contrato suscrito con la empresa CONCESIONARIA LT CCNCM
 - Contrato suscrito con la empresa ATN 3
 - Contrato suscrito con la empresa TESUR 2
 - Contrato suscrito con la empresa TESUR 4
9. Modelos:
 - "Modelo Perseo 2.0": Modelo para el Cálculo de los Costos Marginales de Energía, incluye manuales y simulaciones con casos típicos.
 - "Modelo Demanda por Barras": Cálculo de la demanda global y por barras para el periodo 2024-2027.
10. Planillas de cálculo diversas en medio óptico.