

---

# **Informe Técnico que Sustenta la Fijación de Precios en Barra**

***Periodo mayo 2025 - abril 2026***

***(Prepublicación)***

**Lima, marzo 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 vigentes<sup>1</sup>, en -29,9 % para el Precio de Energía, en -0,9% para el Precio de Potencia y en 5,3 % para el Peaje Unitario por Conexión al Sistema Principal de Transmisión<sup>2</sup>, 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 febrero de 2025	Fijación Osinerghmin	Variación (%)
Precio Promedio de Energía	ctm. S/ /kWh	22,47	15,76	-29,9%
Precio de Potencia	S/ /kW-mes	22,12	21,92	-0,9%
Peaje por Conexión y Transmisión	S/ /kW-mes	40,437	42,600	5,3%
Precio Promedio Total	ctm. S/ /kWh	37,09	30,831	-16,9%

- 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 Osinerghmin.

<sup>1</sup> Al 04 de febrero de 2025.

<sup>2</sup> 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	64,52	17,95	16,02	32,45	-16,0%
Chiclayo	64,52	17,80	15,88	32,31	-16,2%
Trujillo	64,52	17,62	15,74	32,15	-16,2%
<b>Lima</b>	<b>64,52</b>	<b>17,23</b>	<b>15,33</b>	<b>30,83</b>	<b>-16,9%</b>
Ica	64,52	17,13	15,30	31,59	-16,1%
Marcona	64,52	17,29	15,35	31,66	-16,6%
Tingo María	64,52	17,34	15,49	31,91	-16,5%
Cusco	64,52	17,68	15,57	32,06	-16,8%
Combapata	64,52	17,92	15,76	32,26	-17,0%
Tintaya	64,52	18,09	15,92	32,43	-17,3%
Juliaca	64,52	17,92	15,73	32,25	-17,3%
Socabaya	64,52	17,81	15,68	32,15	-16,9%
Toquepala	64,52	17,99	15,83	32,30	-16,9%
Tacna	64,52	17,90	15,71	32,19	-16,9%

- 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 enero de 2025, conforme a lo establecido en el artículo 50 de la Ley de Concesiones Eléctricas<sup>3</sup>.
- 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 1,4071 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° 28832<sup>4</sup>.
  - 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 0,292 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 0,924; 2,091; 1,092; 0,133 y 0,230 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 11,14 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 0,401 S/ /kW-mes.
  - 8) Se determinó el Cargo Unitario de la Confiabilidad en la Cadena de Suministro Eléctrico (CUCCE), el cual es igual a 0,108 S/ /kW-mes.
  - 9) Se determinó el Cargo Unitario por Capacidad de Generación Eléctrica (CUCGE), el cual es igual a 4,643 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.

<sup>3</sup> **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.

<sup>4</sup> **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 (Osinergmin) 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 tarifas en barra determinadas según el régimen anterior. Para estos fines, el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmin) efectúa los cálculos que correspondan.

## INDICE

<b>1.</b>	<b>INTRODUCCIÓN.....</b>	<b>4</b>
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.....	9
<b>2.</b>	<b>PROCESO DE REGULACIÓN TARIFARIA.....</b>	<b>11</b>
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
<b>3.</b>	<b>PRECIOS BÁSICOS DE ENERGÍA Y POTENCIA.....</b>	<b>16</b>
3.1.	PROCEDIMIENTOS DE CÁLCULO.....	16
<b>3.1.1</b>	<b>Precio Básico de la Energía.....</b>	<b>16</b>
<b>3.1.2</b>	<b>Precio Básico de la Potencia.....</b>	<b>18</b>
3.2.	PREMISAS Y RESULTADOS.....	19
<b>3.2.1</b>	<b>Previsión de Demanda.....</b>	<b>19</b>
<b>3.2.2</b>	<b>Programa de Obras.....</b>	<b>20</b>
<b>3.2.3</b>	<b>Costos Variables de Operación (CVT).....</b>	<b>24</b>
<b>3.2.4</b>	<b>Canon del Agua.....</b>	<b>29</b>
<b>3.2.5</b>	<b>Costo de Racionamiento.....</b>	<b>30</b>
<b>3.2.6</b>	<b>Precio Básico de la Energía.....</b>	<b>30</b>
<b>3.2.7</b>	<b>Precio Básico de la Potencia.....</b>	<b>30</b>
<b>4.</b>	<b>CARGOS POR TRANSMISIÓN.....</b>	<b>32</b>
4.1.	SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN.....	32
4.2.	SISTEMA GARANTIZADO DE TRANSMISIÓN.....	33
<b>4.2.1</b>	<b>SGT de Transmantaro.....</b>	<b>33</b>
<b>4.2.2</b>	<b>SGT de Abengoa Transmisión Norte S.A. (ATN).....</b>	<b>34</b>
<b>4.2.3</b>	<b>SGT de ABY Transmisión Sur S.A.....</b>	<b>35</b>
<b>4.2.4</b>	<b>SGT de Transmisión Eléctrica del Sur S.A.C. (TESUR).....</b>	<b>36</b>
<b>4.2.5</b>	<b>SGT de Concesionaria Línea de Transmisión CCNCM S.A.C. (CCNCM).....</b>	<b>36</b>
<b>4.2.6</b>	<b>SGT de Transmisión Eléctrica del Sur 2 S.A.C. (TESUR 2).....</b>	<b>36</b>
<b>4.2.7</b>	<b>SGT de Terna Perú S.A.C. (TERNA).....</b>	<b>37</b>
<b>4.2.8</b>	<b>SGT de Transmisión Eléctrica del Sur 4 S.A.C. (TESUR 4).....</b>	<b>37</b>
4.3.	VALORIZACIÓN DE LAS INSTALACIONES DEL SPT.....	37
<b>4.3.1</b>	<b>REP.....</b>	<b>37</b>
<b>4.3.2</b>	<b>Interconexión Isa Perú S.A. (Ex - Eteselva).....</b>	<b>38</b>
<b>4.3.3</b>	<b>Compañía Minera Antamina (Antamina).....</b>	<b>38</b>
<b>4.3.4</b>	<b>San Gabán S.A (San Gabán).....</b>	<b>38</b>
<b>4.3.5</b>	<b>Empresa de Generación Eléctrica Machupicchu S.A.....</b>	<b>38</b>
<b>4.3.6</b>	<b>Consortio Transmantaro.....</b>	<b>38</b>
<b>4.3.7</b>	<b>Redesur.....</b>	<b>39</b>
<b>4.3.8</b>	<b>Inteconexión Electrica ISA Perú S.A.....</b>	<b>40</b>
4.4.	COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO (COYM) DEL SPT.....	41
<b>4.4.1</b>	<b>REP.....</b>	<b>41</b>
<b>4.4.2</b>	<b>Inteconexión Eléctrica ISA Perú S.A. (Ex - Eteselva).....</b>	<b>41</b>
<b>4.4.3</b>	<b>Antamina.....</b>	<b>41</b>
<b>4.4.4</b>	<b>San Gabán.....</b>	<b>41</b>
<b>4.4.5</b>	<b>Egemsa.....</b>	<b>42</b>
<b>4.4.6</b>	<b>Transmantaro.....</b>	<b>42</b>
<b>4.4.7</b>	<b>Redesur.....</b>	<b>42</b>
<b>4.4.8</b>	<b>ISA.....</b>	<b>42</b>

4.5.	ACTUALIZACIÓN DE INVERSIONES Y COYM DEL SGT.....	42
4.5.1	<b>SGT de Transmantaro</b> .....	42
4.5.2	<b>SGT de ATN</b> .....	43
4.5.3	<b>SGT de ABY</b> .....	43
4.5.4	<b>SGT de Transmisión Eléctrica del Sur S.A.C. (TESUR)</b> .....	44
4.5.5	<b>SGT de CCNCM</b> .....	44
4.5.6	<b>SGT de Transmisión Eléctrica del Sur 2 S.A.C. (TESUR 2)</b> .....	44
4.5.7	<b>SGT de Terna Perú S.A.C. (TERNA)</b> .....	44
4.5.8	<b>SGT de Transmisión Eléctrica del Sur 4 S.A.C. (TESUR 4)</b> .....	44
4.6.	FACTORES NODALES DE ENERGÍA Y FACTORES DE PÉRDIDAS DE POTENCIA .....	47
4.7.	INGRESO TARIFARIO.....	50
4.7.1	<b>Ingreso Tarifario de Enlaces Internacionales</b> .....	50
4.7.2	<b>Ingreso Tarifario de Enlaces Nacionales</b> .....	50
4.8.	PEAJE POR CONEXIÓN AL SPT.....	52
4.8.1	<b>Liquidación según contratos específicos</b> .....	52
4.8.2	<b>Compensación Tarifaria</b> .....	55
4.8.3	<b>Cargo Unitario por Capacidad de Generación Eléctrica</b> .....	56
4.8.4	<b>Cargo Unitario por Compensación por Seguridad de Suministro</b> .....	56
4.8.5	<b>Cargo Unitario por Prima de Generación con Recursos Energéticos Renovables</b> .....	56
4.8.6	<b>Cargo Unitario por Compensación FISE</b> .....	57
4.8.7	<b>Cargo Unitario por Confiabilidad de la Cadena de Suministro Eléctrico</b> .....	57
4.8.8	<b>Determinación del Peaje por Conexión</b> .....	57
<b>5.</b>	<b>PRECIOS EN BARRA EN SUBESTACIONES BASE.....</b>	<b>58</b>
5.1.	TARIFAS TEÓRICAS.....	58
5.2.	COMPARACIÓN DE LOS PRECIOS TEÓRICOS.....	61
5.2.1.	COMPARACIÓN CON LOS PRECIOS (“REGIMEN ANTERIOR”) .....	61
5.2.2.	COMPARACIÓN CON LOS PRECIOS LICITADOS Y CONTRATOS LIBRES .....	64
5.3.	PRECIOS EN BARRA.....	65
<b>6.</b>	<b>SISTEMAS AISLADOS.....</b>	<b>68</b>
6.1.	MARCO DE REFERENCIA PARA LA DETERMINACIÓN DE LOS PRECIOS EN BARRA .....	68
6.2.	CRITERIOS GENERALES.....	69
6.3.	CONTRATO DE SUMINISTRO AL SISTEMA AISLADO DE IQUITOS .....	71
6.4.	SISTEMAS AISLADOS TÍPICOS.....	72
6.4.1	Precios por Sistema Aislado Típico.....	74
6.5.	PRECIOS EN BARRA DE SISTEMAS AISLADOS.....	74
6.6.	MECANISMO DE COMPENSACIÓN PARA SISTEMAS AISLADOS .....	75
<b>7.</b>	<b>ACTUALIZACIÓN DE PRECIOS .....</b>	<b>79</b>
7.1.	SISTEMA ELÉCTRICO INTERCONECTADO NACIONAL.....	79
7.1.1	<b>Actualización del Precio de la Energía</b> .....	79
7.1.2	<b>Actualización del Precio de la Potencia</b> .....	81
7.1.3	<b>Actualización del Peaje por Conexión al Sistema Principal de Transmisión</b> .....	81
7.2.	SISTEMAS AISLADOS.....	82
7.2.1	<b>Actualización de los Precios en Barra Efectivos</b> .....	82
<b>8.</b>	<b>ANEXOS.....</b>	<b>86</b>
	<b>ANEXO A: PROYECCIÓN DE DEMANDA.....</b>	<b>87</b>
	<b>ANEXO B: COSTO VARIABLE NO COMBUSTIBLE.....</b>	<b>93</b>
	<b>ANEXO C: PRECIO DE GAS NATURAL: APLICACIÓN DEL DECRETO SUPREMO N° 016-2000-EM.....</b>	<b>94</b>
	<b>ANEXO D: PLAN DE OBRAS DE GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN .....</b>	<b>101</b>
	<b>ANEXO E: PROGRAMA DE MANTENIMIENTO MAYOR DE LAS CENTRALES DEL SEIN .....</b>	<b>113</b>
	<b>ANEXO F: ANÁLISIS DE HIDROLOGÍA.....</b>	<b>114</b>
	<b>ANEXO G: CAPACIDAD DE LAS INSTALACIONES DE TRANSMISIÓN .....</b>	<b>115</b>

ANEXO H: VALOR NUEVO DE REPLAZO Y COSTO DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE EGEMSA .....	116
ANEXO I: VALOR NUEVO DE REEMPLAZO Y COSTO DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DEL REP .....	120
ANEXO J: COSTO DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE ISA .....	124
ANEXO K: COSTO DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE ANTAMINA .....	127
ANEXO L: COSTO DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE SAN GABÁN .....	130
ANEXO M: DETERMINACIÓN DE LA REMUNERACIÓN ANUAL GARANTIZADA (RAG) Y REMUNERACIÓN ANUAL POR AMPLIACIONES (RAA) .....	134
ANEXO N: PRECIO BÁSICO DE POTENCIA .....	157
ANEXO O: DETERMINACIÓN DEL CUCSS.....	166
ANEXO P: DETERMINACIÓN DE COMPENSACIÓN POR GENERACIÓN CON RECURSOS ENERGÉTICOS RENOVABLES176	
ANEXO Q: DETERMINACIÓN DE COMPENSACIÓN FONDO DE INCLUSIÓN SOCIAL ENERGÉTICO.....	183
ANEXO R: CONFIABILIDAD DE LA CADENA DE SUMINISTRO ELÉCTRICO .....	186
ANEXO S: DETERMINACIÓN DE COMPENSACIÓN POR CAPACIDAD DE GENERACIÓN ELÉCTRICA .....	194
ANEXO T: MARGEN DE RESERVA DEL SISTEMA AISLADO IQUITOS.....	197
ANEXO U: ÍNDICES DE PRECIOS .....	206
ANEXO V: INFORMACIÓN COMPLEMENTARIA .....	207
ANEXO W: RELACIÓN DE INFORMACIÓN QUE SUSTENTA LOS PRECIOS EN BARRA .....	214

# 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 Energético<sup>5</sup> (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 Osinermin.

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 Osinermin 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 Tarifas en Barra Periodo mayo 2025 – abril 2026” por los Subcomités de Generadores y Transmisores del COES, mediante las cartas SCG-014-2024 y STCOES

---

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

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, Osinermin 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 SCG-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 CUCSE 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 1,4071, 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	21,92	18,06	16,10
Talara	220	21,92	17,96	16,02
Valle Chira	220	21,92	16,82	14,99
Piura Oeste	220	21,92	17,95	16,02
La Niña	220	21,92	17,75	15,85
Chiclayo Oeste	220	21,92	17,80	15,88
Carhuaquero	220	21,92	17,60	15,71
Carhuaquero	138	21,92	17,60	15,71
Cutervo	138	21,92	17,85	15,88
Jaen	138	21,92	18,08	16,11
Guadalupe	220	21,92	17,72	15,83
Guadalupe	60	21,92	17,75	15,85
La Ramada	220	21,92	17,41	15,56
Cajamarca	220	21,92	17,58	15,70
Trujillo Norte	220	21,92	17,62	15,74
Chimbote 1	220	21,92	17,48	15,63
Chimbote 1	138	21,92	17,51	15,66
Paramonga Nueva	220	21,92	17,19	15,39
Paramonga Nueva	138	21,92	17,16	15,37
Paramonga Existente	138	21,92	17,07	15,32
Medio Mundo	220	21,92	17,17	15,37
Huacho	220	21,92	17,15	15,34
Lomera	220	21,92	17,17	15,32
Zapallal	220	21,92	17,16	15,28
Carabayllo	220	21,92	17,13	15,25
Ventanilla	220	21,92	17,20	15,32
La Planicie	220	21,92	17,17	15,28
Lima (1)	220	21,92	17,23	15,33
Cantera	220	21,92	16,97	15,16
Chilca	220	21,92	16,81	15,00
Asia	220	21,92	16,88	15,06
Alto Praderas	220	21,92	16,92	15,09
Independencia	220	21,92	17,06	15,25
Ica	220	21,92	17,13	15,30

Subestación	Tensión	PPM	PEMP	PEMF
	kV	S/ /kW-mes	ctm. S/ /kWh	ctm. S/ /kWh
Marcona	220	21,92	17,29	15,35
Chincha Nueva	220	21,92	17,57	15,65
Nazca Nueva	220	21,92	16,89	15,05
Chiribamba	220	21,92	17,30	15,39
Mantaro	220	21,92	16,74	14,90
Huayucachi	220	21,92	16,85	14,98
Pachachaca	220	21,92	16,93	15,08
Pomacocha	220	21,92	16,94	15,10
Huancavelica	220	21,92	16,85	15,01
Callahuanca	220	21,92	17,00	15,14
Cajamarquilla	220	21,92	17,14	15,27
Huallanca	138	21,92	17,14	15,35
Vizcarra	220	21,92	17,16	15,34
Tingo María	220	21,92	17,31	15,47
Aguaytía	220	21,92	17,37	15,53
Aguaytía	138	21,92	17,42	15,57
Aguaytía	22,9	21,92	17,40	15,56
Pucallpa	138	21,92	17,84	15,89
Pucallpa	60	21,92	17,86	15,89
Aucayacu	138	21,92	17,58	15,70
Tocache	138	21,92	17,78	15,89
Belaunde	138	21,92	17,95	15,97
Caclic	220	21,92	17,83	15,88
Tingo María	138	21,92	17,34	15,49
Huánuco	138	21,92	17,29	15,38
Paragsha II	138	21,92	16,89	15,08
Paragsha	220	21,92	16,85	15,04
Yaupi	138	21,92	16,57	14,81
Yuncan	138	21,92	16,68	14,90
Yuncan	220	21,92	16,73	14,94
Oroya Nueva	220	21,92	16,89	15,06
Oroya Nueva	138	21,92	16,74	14,95
Oroya Nueva	50	21,92	16,81	15,01
Carhuamayo	138	21,92	16,79	14,99
Carhuamayo Nueva	220	21,92	16,82	15,02
Caripa	138	21,92	16,64	14,86
Desierto	220	21,92	17,02	15,22
Condorcocha	138	21,92	16,65	14,86
Condorcocha	44	21,92	16,65	14,86
Machupicchu	138	21,92	17,05	15,06
Cachimayo	138	21,92	17,61	15,53
Cusco (2)	138	21,92	17,68	15,57
Combapata	138	21,92	17,92	15,76

Subestación	Tensión	PPM	PEMP	PEMF
	kV	S/ /kW-mes	ctm. S/ /kWh	ctm. S/ /kWh
Tintaya	138	21,92	18,09	15,92
Tintaya Nueva	220	21,92	18,04	15,88
Ayaviri	138	21,92	17,89	15,72
Azángaro	138	21,92	17,76	15,61
San Gaban	138	21,92	16,94	14,88
Mazuco	138	21,92	17,38	15,09
Puerto Maldonado	138	21,92	18,51	15,31
Juliaca	138	21,92	17,92	15,73
Puno	138	21,92	17,92	15,73
Puno	220	21,92	17,89	15,71
Callalli	138	21,92	18,06	15,91
Santuario	138	21,92	17,84	15,73
Arequipa (3)	138	21,92	17,84	15,70
Socabaya	220	21,92	17,81	15,68
Cotaruse	220	21,92	17,38	15,37
Cerro Verde	138	21,92	17,90	15,71
Repartición	138	21,92	18,02	15,70
Mollendo	138	21,92	18,14	15,78
Moquegua (4)	220	21,92	17,83	15,67
Moquegua (4)	138	21,92	17,85	15,69
Ilo ELS (5)	138	21,92	18,02	15,84
Botiflaca	138	21,92	17,97	15,80
Toquepala	138	21,92	17,99	15,83
Aricota	138	21,92	17,88	15,78
Aricota	66	21,92	17,82	15,77
Tacna (Los Héroes)	220	21,92	17,90	15,71
Tacna (Los Héroes)	66	21,92	17,96	15,74

## 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 Osinergrmin. 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 enero 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 FEBRERO DE 2025)

Barras Principales	PRECIOS EN BARRA					a. PRECIOS EN BARRA			
	Potencia	Peaje Conex.	Peaje Sec.	Energía HP	Energía HFP	Potencia	Energía HP	Energía HFP	Precio
	PPM S/ /kW-mes	PCSPT S/ /kW-mes	CPSEE ctm.S/ /kWh	PEMP ctm.S/ /kWh	PEMF ctm.S/ /kWh	PPB S/ /kW-mes	PEBP ctm.S/ /kWh	PEBF ctm.S/ /kWh	Medio ctm.S/ /kWh
Piura	22.12	40.437	0.00	24.25	22.83	62.56	24.25	22.83	38.65
Chiclayo	22.12	40.437	0.00	24.11	22.72	62.56	24.11	22.72	38.54
Trujillo	22.12	40.437	0.00	23.91	22.55	62.56	23.91	22.55	38.35
Lima	22.12	40.437	0.00	23.49	22.19	62.56	23.49	22.19	37.09
Ica	22.12	40.437	0.00	23.12	21.97	62.56	23.12	21.97	37.66
Marcona	22.12	40.437	0.00	23.58	22.26	62.56	23.58	22.26	37.98
Tingo María	22.12	40.437	0.00	23.74	22.41	62.56	23.74	22.41	38.22
Cusco	22.12	40.437	0.00	24.28	22.63	62.56	24.28	22.63	38.52
Combapata	22.12	40.437	0.00	24.65	22.99	62.56	24.65	22.99	38.88
Tintaya	22.12	40.437	0.00	24.92	23.32	62.56	24.92	23.32	39.20
Juliacá	22.12	40.437	0.00	24.75	23.11	62.56	24.75	23.11	39.00
Socabaya	22.12	40.437	0.00	24.37	22.83	62.56	24.37	22.83	38.68
Toquepala	22.12	40.437	0.00	24.59	23.05	62.56	24.59	23.05	38.89
Tacna	22.12	40.437	0.00	24.45	22.87	62.56	24.45	22.87	38.72

b) PROPUESTA REGULACIÓN TARIFARIA MAYO 2025

Barras Principales	PRECIOS EN BARRA					b. PRECIOS EN BARRA				Variación P.BARRA b / a - 1
	Potencia	Peaje Conex.	Peaje Sec.	Energía HP	Energía HFP	Potencia	Energía HP	Energía HFP	Precio	
	PPM S/ /kW-mes	PCSPT S/ /kW-mes	CPSEE ctm.S/ /kWh	PEMP ctm.S/ /kWh	PEMF ctm.S/ /kWh	PPB S/ /kW-mes	PEBP ctm.S/ /kWh	PEBF ctm.S/ /kWh	Medio ctm.S/ /kWh	
Piura	2192	42.600	0.00	17.95	16.02	64.52	17.95	16.02	32.45	-16.0%
Chiclayo	2192	42.600	0.00	17.80	15.88	64.52	17.80	15.88	32.31	-16.2%
Trujillo	2192	42.600	0.00	17.62	15.74	64.52	17.62	15.74	32.15	-16.2%
Lima	2192	42.600	0.00	17.23	15.33	64.52	17.23	15.33	30.83	-16.9%
Ica	2192	42.600	0.00	17.13	15.30	64.52	17.13	15.30	31.59	-16.1%
Marcona	2192	42.600	0.00	17.29	15.35	64.52	17.29	15.35	31.66	-16.6%
Tingo María	2192	42.600	0.00	17.34	15.49	64.52	17.34	15.49	31.91	-16.5%
Cusco	2192	42.600	0.00	17.68	15.57	64.52	17.68	15.57	32.06	-16.8%
Combapata	2192	42.600	0.00	17.92	15.76	64.52	17.92	15.76	32.26	-17.0%
Tintaya	2192	42.600	0.00	18.09	15.92	64.52	18.09	15.92	32.43	-17.3%
Juliacá	2192	42.600	0.00	17.92	15.73	64.52	17.92	15.73	32.25	-17.3%
Socabaya	2192	42.600	0.00	17.81	15.68	64.52	17.81	15.68	32.15	-16.9%
Toquepala	2192	42.600	0.00	17.99	15.83	64.52	17.99	15.83	32.30	-16.9%
Tacna	2192	42.600	0.00	17.90	15.71	64.52	17.90	15.71	32.19	-16.9%

## 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.

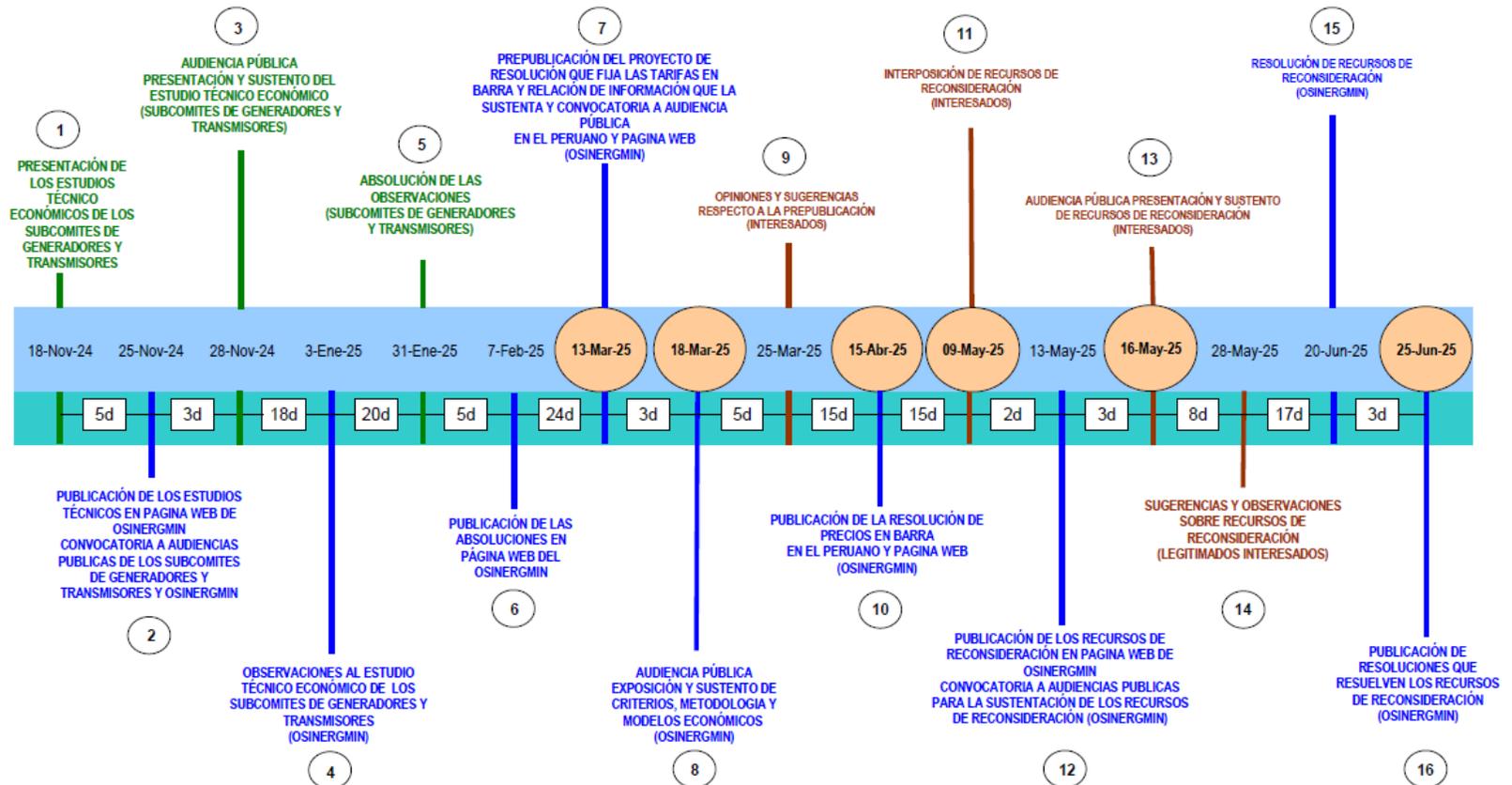
El cronograma ilustrado en el Esquema N° 2.1 resume la secuencia de actividades del proceso para la Fijación de las Tarifas en Barra, obedeciendo a las disposiciones legales vigentes, mediante el cual se establece un ambiente abierto de participación donde pueden expresarse las opiniones de la ciudadanía, 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 LCE<sup>6</sup>, 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 Osinermin 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 Osinermin, 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

---

<sup>6</sup> **Artículo 51°.-** Antes del 15 de noviembre de cada año, el Subcomité de Generadores 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 de Generadores 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.

Con fecha 27 de diciembre de 2024, Osinerghmin mediante los Oficios N° 2167-2024-GRT y N° 2168-2024-GRT comunicó por escrito sus observaciones, debidamente 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 RLCE<sup>7</sup>, 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.

El Cuadro N° 2.1 resume los precios determinados después del análisis efectuado.

Cuadro N° 2.1

TARIFAS	Unidades	Lima		
		Actualizado al 04 de febrero de 2025	Fijación Osinerghmin	Variación (%)
Precio Promedio de Energía	ctm. S/ /kWh	22,47	15,76	-29,9%
Precio de Potencia	S/ /kW-mes	22,12	21,92	-0,9%
Peaje por Conexión y Transmisión	S/ /kW-mes	40,437	42,600	5,3%
Precio Promedio Total	ctm. S/ /kWh	37,09	30,831	-16,9%

<sup>7</sup> **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.

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, Osinermin 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.

# 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 LCE<sup>8</sup> para el horizonte

---

<sup>8</sup> **Artículo 47°.-** Para la fijación de Tarifas 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 Osinerghmin: <https://www.gob.pe/osinerghmin>.

### 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 RLCE<sup>9</sup>, se determina a partir de una

---

<sup>9</sup> **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.

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 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 de Generadores 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 31.01.2025 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-Agrolmos, Unión Andina de Cementos, etc.
- Para la proyección 2025-2027, se ha considerado las cargas de 11 proyectos: San Gabriel - Buenaventura, Expansión de Toromocho, Pampas del Pongo (Jinzhaio Mining Peru S.A), Minera Coroccohuayco, Proyecto Ariana, Los Chancas, Unidad Minera Shahuindo, Ampliación Las Bambas, Terminales portuarios Chancay, Chancadora Pebbles y Proyecto Yumpag – Buenaventura que fueron informadas por las empresas, mediante cartas y también 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	8 086	62 347	88,0%	3,7%	3,9%
2026	8 364	64 667	88,3%	3,4%	3,7%
2027	8 664	67 064	88,4%	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 Osinerghmin 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 (Período 2025 - 2027)**

Proyecto	Potencia (MW)	Fecha de Ingreso
C.H. Centauro I - III	9,9	Jun-25
C.H. San Gabán III	209,3	Ago-25
C.S. San Martín	252,4	Oct-25
C.S. Sunny	204	Dic-25
C.H. Anashironi	20	Ene-26
C.S. Illa	396	Jul-26
C.S. Wayra Solar	94,2	Ago-26
C.S. Expansión Intipampa	51,7	Dic-26
C.S. Lupi	181,2	Dic-26
C.S. Characato	30	Mar-27
C.E. Caravelí	218,3	Mar-27
C.S. Solimana	250	Ago-27
C.S. Hanaqpampa	300,1	Set-27
C.E. Morrope	224	Oct-27
C.E. Guarango	330	Nov-27

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 500 kV La Niña - Piura
May-25	Enlace 220 kV Chilca REP-Independencia (Tercer Circuito)
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 Cáclic - 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 <sup>(1)</sup>	Energía 2024 GWh	Factor de Planta 2024	Caudal Turbinable m <sup>3</sup> /seg	Rendimiento kWh/m <sup>3</sup>
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. Paríac	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. Quitarcas	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. Charcani I	1,6	12,40	88,1%	10,24	0,043
C.H. Charcani II	0,6	4,48	100,0%	6,16	0,027
C.H. Charcani III	4,7	36,41	88,1%	10,10	0,129
C.H. Charcani IV	15,4	94,68	69,9%	15,04	0,284
C.H. Charcani V	146,6	697,40	54,1%	26,20	1,554
C.H. Charcani 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	0,18
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. Pizarras (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
C.H. Cerro del Águila	582,5	3429,53	67,0%	242,77	0,667
C.H. MCH. Cerro del Águila	10,4	51,31	56,1%	19,19	0,151
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

Central	Potencia Efectiva MW <sup>(1)</sup>	Energía 2024 GWh	Factor de Planta 2024	Caudal Turbinable m3/seg	Rendimiento kWh/m3
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	5 238,2	30 811,00	65,8%		

Notas:

- (1) Potencias Efectivas actualizadas al 31.01.2025
- (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.

## 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	9,910
Turbo Gas Natural Malacas 4 A	91,6	Gas Natural	11,171
Turbo Gas Natural Oquendo	32,2	Gas Natural	9,800
Turbo Gas Natural Santa Rosa UTI-6	53,7	Gas Natural	12,670
Turbo Gas Natural Santa Rosa UTI-5	47,9	Gas Natural	12,878
Turbo Gas Natural Santa Rosa TG7	108,6	Gas Natural	11,331
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	11,609
Turbo Gas Natural Aguaytía TG2	89,9	Gas Natural	11,479
G. Diesel Tumbes	17,3	Diesel B5 S-50	0,180
Turbo Gas Natural CC TG3 Ventanilla (sin fuego adicional)	223,4	Gas Natural	7,118
Turbo Gas Natural CC TG3 Ventanilla (con fuego adicional)	13,6	Gas Natural	7,182
Turbo Gas Natural CC TG4 Ventanilla (sin fuego adicional)	225,9	Gas Natural	7,100
Turbo Gas Natural CC TG4 Ventanilla (con fuego adicional)	13,2	Gas Natural	7,134
Turbo Gas Natural Santa Rosa TG8	191,2	Gas Natural	10,204
Turbo Gas Natural Las Flores (CC)	321,8	Gas Natural	6,514
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	8,848
Turbo Gas Natural Santo Domingo Olleros (CC)	297,3	Gas Natural	6,979
Turbo Gas Natural CC TG1 Kallpa	285,9	Gas Natural	6,978
Turbo Gas Natural CC TG2 Kallpa	302,3	Gas Natural	6,927
Turbo Gas Natural CC TG3 Kallpa	308,1	Gas Natural	6,783
Turbo Gas Natural CC TG11 Fenix	285,7	Gas Natural	6,709
Turbo Gas Natural CC TG12 Fenix	286,3	Gas Natural	6,691
Turbo Gas Natural CC TG1 Chilca I	259,2	Gas Natural	6,873
Turbo Gas Natural CC TG2 Chilca I	254,9	Gas Natural	6,587
Turbo Gas Natural CC TG3 Chilca I	289,2	Gas Natural	6,902
Turbo Gas Natural CC Chilca 2 TG41	110,5	Gas Natural	7,163
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

Central	Potencia Efectiva MW	Combustible	Consumo Específico Und. /kWh
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
<b>Total</b>	<b>6877,4</b>		

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	-
<b>Total</b>			<b>1569,68</b>	<b>2 663,8</b>

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 10<sup>10</sup> 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° 2<sup>11</sup>, 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 RLCE<sup>12</sup>, 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 Osinermin.

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 Lima<sup>13</sup> (Planta Callao); así como, en las Plantas Mollendo e Ilo, al 31 de enero de 2025. Para la etapa de publicación se actualizará al 31 de marzo de 2025, a fin de cumplir con 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.

---

<sup>10</sup> **Artículo 10°.- Oferta de Cogeneración en el cálculo de Tarifas en Barra**

Para el cálculo de las tarifas 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°.

<sup>11</sup> 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.

<sup>12</sup> **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.

<sup>13</sup> 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.

**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	Diesel B5 S-50	12,54	3,36	141,28	1035,6	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	Diesel B5 S-50	13,11	3,52	147,70	1082,7	3,248
	Residual 500	9,01	2,42	101,45	657,3	3,675
Ilo	Diesel B5	13,26	3,56	149,39	1095,1	3,248

n/d: No hay Datos

Tipo de Cambio	S/. /USD	3,728
ISC DB5	S/. /Galon	1,700
ISC DB5550	S/. /Galon	1,490
ISC R6	S/. /Galon	0,920
ISC R500	S/. /Galon	1,000

Fuente Petroperu: Precios al 31 de Enero de 2025

El Cuadro N° 3.8 presenta los precios de referencia ponderados de Osinerghmin para combustibles líquidos en la ciudad de Lima (Planta Callao); así como, en las Plantas Mollendo e Ilo, al 31 de enero 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	Diesel B5 S-50	9,66	2,59	108,83	797,8	3,248
	Residual N° 6	7,06	1,89	79,54	524,3	3,612
	Residual 500	6,96	1,87	78,41	508,0	3,675
Mollendo	Diesel B5 S-50	10,14	2,72	114,24	837,4	3,248
	Residual 500	7,45	2,00	83,93	543,8	3,675
Ilo	Diesel B5	10,14	2,72	114,24	837,4	3,248

Tipo de Cambio	S/. /USD	3,728
ISC DB5	S/. /Galon	1,700
ISC DB5550	S/. /Galon	1,490
ISC R6	S/. /Galon	0,920
ISC R500	S/. /Galon	1,000

Fuente OSINERGHMIN: Precios al 31 de Enero 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 Osinerghmin, 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	Diesel B5 S-50	9,66	2,59	108,83	797,8	3,248
	Residual N° 6	7,06	1,89	79,54	524,3	3,612
	Residual N° 500	6,96	1,87	78,41	508,0	3,675
Mollendo	Diesel B5 S-50	10,14	2,72	114,24	837,4	3,248
	Residual N° 500	7,45	2,00	83,93	543,8	3,675
Ilo	Diesel B5	10,14	2,72	114,24	837,4	3,248

Tipo de Cambio	S/. /USD	3,728
ISC DB5	S/. /Galon	1,700
ISC DB5550	S/. /Galon	1,490
ISC R6	S/. /Galon	0,920
ISC R500	S/. /Galon	1,000

Precios al 31 de Enero 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 la Comisión de Tarifas de Energía (hoy Osinerghmin).

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 Tarifas en Barra" establecido por Osinerghmin.

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 2,9957; 2,8044; 2,5506; y 2,4795 USD/MMBTU, respectivamente. Dichos precios, debidamente actualizados con información al 31 de enero de 2025, resultan ser los mismos, al no superar el precio límite. Cabe mencionar que, el precio referencial para la C.T. Oquendo TG1 es 3,8609 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 con respecto al precio en Lima. 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	2,4795
Turbo Gas Natural Malacas 4 A	Gas Natural	2,8044
Turbo Gas Natural Oquendo	Gas Natural	3,8609
Turbo Gas Natural Santa Rosa UTI-6	Gas Natural	3,8280
Turbo Gas Natural Santa Rosa UTI-5	Gas Natural	3,8280
Turbo Gas Natural Santa Rosa TG7	Gas Natural	3,8280
Turbo Vapor de Shougesa	Residual 500	582,24
G. Diesel Shougesa	Diesel B5 S-50	922,77
Turbo Gas Natural Aguaytia TG1	Gas Natural	2,9957
Turbo Gas Natural Aguaytia TG2	Gas Natural	2,9957
G. Diesel Tumbes	Diesel B5 S-50	977,3843
Turbo Gas Natural CC TG3 Ventanilla (sin fuego adicional)	Gas Natural	3,8059
Turbo Gas Natural CC TG3 Ventanilla (con fuego adicional)	Gas Natural	3,8059
Turbo Gas Natural CC TG4 Ventanilla (sin fuego adicional)	Gas Natural	3,8059
Turbo Gas Natural CC TG4 Ventanilla (con fuego adicional)	Gas Natural	3,8059
Turbo Gas Natural Santa Rosa TG8	Gas Natural	3,8601
Turbo Gas Natural Las Flores (CC)	Gas Natural	3,8051
Chilina GD N° 1 y N° 2	Diesel B5 S-50	985,63
Chilina TG	Diesel B5 S-50	985,63
Mollendo I GD	Diesel B5 S-50	970,81
Turbo Gas Natural Independencia GD - GN (Ex Calana GD)	Gas Natural	3,3157
Turbo Gas Natural Santo Domingo Olleros (CC)	Gas Natural	3,8062
Turbo Gas Natural CC TG1 Kallpa	Gas Natural	3,8048
Turbo Gas Natural CC TG2 Kallpa	Gas Natural	3,8048
Turbo Gas Natural CC TG3 Kallpa	Gas Natural	3,8048
Turbo Gas Natural CC TG11 Fenix	Gas Natural	3,8063
Turbo Gas Natural CC TG12 Fenix	Gas Natural	3,8063
Turbo Gas Natural CC TG1 Chilca I	Gas Natural	3,8073
Turbo Gas Natural CC TG2 Chilca I	Gas Natural	3,8073
Turbo Gas Natural CC TG3 Chilca I	Gas Natural	3,8073
Turbo Gas Natural CC Chilca 2 TG41	Gas Natural	3,8073
Reserva Fria Talara (Malacas-TG5)	Diesel B5 S-50	936,93
Reserva Fria Puerto Eten	Diesel B5 S-50	952,06
NEPI	Diesel B5 S-50	971,29
Reserva Fria Ilo	Diesel B5 S-50	976,98
Reserva Fria Pucallpa	Diesel B5	930,58
Reserva Fria Puerto Maldonado	Diesel B5 S-50	982,44
Puerto Bravo	Diesel B5 S-50	962,670
Recka TG1	Diesel B5 S-50	955,79

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	9,910	2,4795	24,57	0,173	24,74
Turbo Gas Natural Malacas 4 A	11,171	2,8044	31,33	1,499	32,83
Turbo Gas Natural Oquendo	9,800	3,8609	37,84	4,467	42,30
Turbo Gas Natural Santa Rosa UTI-6	12,670	3,8280	48,50	7,895	56,40
Turbo Gas Natural Santa Rosa UTI-5	12,878	3,8280	49,30	6,891	56,19
Turbo Gas Natural Santa Rosa TG7	11,331	3,8280	43,38	4,405	47,78
Turbo Vapor de Shougesa	0,330	582,2424	192,42	3,052	195,47
G. Diesel Shougesa	0,232	922,7690	214,46	2,251	216,71
Turbo Gas Natural Aguaytía TG1	11,609	2,9957	34,78	0,048	34,83
Turbo Gas Natural Aguaytía TG2	11,479	2,9957	34,39	1,525	35,91
G. Diesel Tumbes	0,180	977,3843	176,09	5,994	182,08
Turbo Gas Natural CC TG3 Ventanilla (sin fuego adicional)	7,118	3,8059	27,09	1,062	28,15
Turbo Gas Natural CC TG3 Ventanilla (con fuego adicional)	7,182	3,8059	27,34	1,038	28,37
Turbo Gas Natural CC TG4 Ventanilla (sin fuego adicional)	7,100	3,8059	27,02	1,047	28,07
Turbo Gas Natural CC TG4 Ventanilla (con fuego adicional)	7,134	3,8059	27,15	1,027	28,18
Turbo Gas Natural Santa Rosa TG8	10,204	3,8601	39,39	2,335	41,72
Turbo Gas Natural Las Flores (CC)	6,514	3,8051	24,79	1,005	25,79
Chilina GD N° 1 y N° 2	0,222	985,6255	219,25	3,810	223,06
Chilina TG	0,360	985,6255	354,41	17,445	371,85
Mollendo I GD	0,202	970,8072	195,78	2,025	197,81
Turbo Gas Natural Independencia GD - GN (Ex Calana GD)	8,848	3,3157	29,34	3,517	32,85
Turbo Gas Natural Santo Domingo Olleros (CC)	6,979	3,8062	26,56	1,438	28,00
Turbo Gas Natural CC TG1 Kallpa	6,978	3,8048	26,55	1,116	27,66
Turbo Gas Natural CC TG2 Kallpa	6,927	3,8048	26,36	0,932	27,29
Turbo Gas Natural CC TG3 Kallpa	6,783	3,8048	25,81	0,937	26,75
Turbo Gas Natural CC TG11 Fenix	6,709	3,8063	25,54	1,106	26,64
Turbo Gas Natural CC TG12 Fenix	6,691	3,8063	25,47	1,131	26,60
Turbo Gas Natural CC TG1 Chilca I	6,873	3,8073	26,17	1,473	27,64
Turbo Gas Natural CC TG2 Chilca I	6,587	3,8073	25,08	1,536	26,61
Turbo Gas Natural CC TG3 Chilca I	6,902	3,8073	26,28	1,046	27,32
Turbo Gas Natural CC Chilca 2 TG41	7,163	3,8073	27,27	1,555	28,83
Reserva Fria Talara (Malacas-TG5)	0,231	936,9308	216,51	4,000	220,51
Reserva Fria Puerto Eten	0,237	952,0649	225,97	4,000	229,97
NEPI	0,230	971,2948	223,37	2,231	225,60
Reserva Fria Ilo	0,230	976,9786	225,14	4,000	229,14
Reserva Fria Pucallpa	0,260	930,5810	242,18	21,787	263,97
Reserva Fria Puerto Maldonado	0,254	982,4410	249,49	21,640	271,13
Puerto Bravo	0,234	962,6705	225,07	6,713	231,78
Recka TG1	0,240	955,7944	229,23	4,000	233,23

**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 RLCE<sup>14</sup>, cuyo monto es de 2,38 S//MWh, conforme al valor vigente del 1% del Precio Promedio de Energía a Nivel Generación en el SEIN, el cual corresponde al Precio de

<sup>14</sup> **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;
- (...)

Energía a Nivel Generación en Horas Fuera de Punta (PEMF) vigente, al 31 de enero 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	32,84	29,23	29,89	1,12

Participación de la Energía

Mes	Punta	F.Punta
Mayo	18,39%	81,61%

Mes	Punta	Media	Base	Total
Mayo	28757	74444	53162	156363

### 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	<b>Costo Total: Millon USD</b>	60,273	3,452			<b>63,726</b>
2	<b>Millón USD/Año</b>	8,069	0,429	1,083	0,869	<b>10,449</b>
3	<b>Sin FIM : USD/kW-año</b>	46,18	2,45	6,20	4,97	<b>59,80</b>
4	<b>Con FIM : USD/kW-año</b>	57,42	3,05	7,71	6,18	<b>74,35</b>
	<b>Acumulado : USD/kW-año</b>	<b>57,42</b>	<b>60,47</b>	<b>68,17</b>	<b>74,35</b>	

Descripción de Items:

- Costo de una unidad de 183,58 MW (ISO-Diesel 2) con su respectiva Conexión al Sistema.
  - Anualidad de la inversión considerando vida útil de 30 años para la conexión y 20 años para el generador. Tasa de actualización de 12%.
  - Costo anual por unidad de potencia efectiva en Lima, sin incluir FIM. La Potencia efectiva en Lima es 95% de la Potencia ISO.
  - 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 período 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 tarifas en barra corresponden a dos categorías: i) Las que conforman el SPT<sup>15</sup>, y ii) Las que conforman el SGT<sup>16</sup>.

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 Talara	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

<sup>15</sup> 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.

<sup>16</sup> 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		Egamsa
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 CUCCE iguales a 4,762; 11,14; 0,401; 4,643 y 0,108 \$ / 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 WPSOP3500 (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	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	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 <sup>(i)</sup>	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 <sup>(ii)</sup>	189 251 <sup>(ii)</sup>	Mar.2018
9	SGT "Primera Etapa de la Subestación Carapongo y Enlaces de Conexión a Líneas Asociadas"	42 170 830 <sup>(iii)</sup>	1 252 906 <sup>(iii)</sup>	Dic.2018
10	SGT "Primera Etapa de la Subestación Carapongo y Enlaces de Conexión a Líneas Asociadas" - Monto Complementario	532 579,11 <sup>(iv)</sup>	15 823,07 <sup>(iv)</sup>	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 <sup>(v)</sup>	632 795 <sup>(v)</sup>	Nov.2023
13	LT Chilca - La Planicie - Zapallal - Refuerzo 1	19 470 417 <sup>(v)</sup>	533 749 <sup>(v)</sup>	Ago.2024
	<b>Total de Inversión y COyM</b>	<b>941 831 700</b>	<b>27 907 242</b>	

(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 Osinerghmin 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 Osinerghmin 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 Osinerghmin.

#### 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
	<b>Total de Inversión y COyM</b>	<b>100 474 831,00</b>	<b>4 539 040,00</b>	

### 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 de POC (POC), el periodo de Recuperación, la Tasa de Actualización y la correspondiente fórmula 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
	<b>Total de Inversión y COyM</b>	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 LCE<sup>17</sup>[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 BOOT<sup>18</sup>[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**

---

<sup>17</sup> **Artículo. 77°.**- 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

<sup>18</sup> Build Own Operate and Transfer

En la regulación de fijación de tarifas en barra correspondiente a mayo de 2021, 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 171 183 309 (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 27 528 129 (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 813 593 (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 757 122 (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 "Egemsa") 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 Egemsa que forma parte del SPT, a ser considerado en la presente fijación asciende a USD 498 564 (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 306 754 448.

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 Osinerghmin 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 11 690 244.

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 Osinerghmin 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 105 972 546.

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 Osinerghmin 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 27 052 422.

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 7 517 929.

#### **4.3.7 Redesur**

De acuerdo con lo establecido en la cláusula 5.2.5<sup>19</sup> y en concordancia con la cláusula 14<sup>20[4]</sup> 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)<sup>21 [5]</sup>, II (feb 2001)<sup>22 [6]</sup> y del Addendum N° 5 reajustados, ascienden a USD 31 877 212, USD 87 166 644 y USD 10 821 186, respectivamente.

#### 4.3.8 Inteconexión Eléctrica ISA Perú S.A.

De acuerdo con lo establecido en la cláusula 5.2.5<sup>23[7]</sup> 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 627 568.

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

---

<sup>19</sup> **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.

<sup>20</sup> **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.

<sup>21</sup> Corresponde a la LT 220 kV Montalvo – Socabaya.

<sup>22</sup> Corresponde a las LT. 220 kV Montalvo – Tacna y Montalvo – Puno

<sup>23</sup> 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 2 072 941.

---

## **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, Osinerghmin 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 Osinerghmin 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**

Osinerghmin 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 4 531 312.

### **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 740 393.

### **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 22 050.

### **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 28 968.

#### 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 28 786.

#### 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 WPSOP3500 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 8 684 451.

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 145 237; respectivamente, los que serán reajustados anualmente por la variación en el Finished Goods Less Food and Energy (Series ID: WPSOP3500 y WPSFD4131), a partir de su fecha de POC. El COyM actualizado de la Ampliación 8 y de la Ampliación Adicional 1 es USD 2 790 256 y USD 187 948, 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 WPSOP3500 y WPSFD4131, cuyo valor inicial (según dicho Addendum) es de 156,3. El COyM actualizado del SPT de Redesur es USD 3 607 365.

#### 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 18 827 y USD 62 188, 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 Transmantaro

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	74 736 264	5 022 576
2	Reforzamiento del Sistema de Transmisión Centro-Norte Medio en 500 kV (L.T. Zapallal - Trujillo)	232 088 000	6 962 640
3	Reforzamiento del Sistema Norte con un Segundo Circuito de Transmisión 220 kV entre Talara y Piura	20 060 652	641 943
4	L.T. 220 kV Pomacocha - Carhuamayo y Subestaciones Asociadas	22 514 908	562 872
5	L.T. 500 kV, Trujillo - Chiclayo	136 645 170	4 269 086
6	L.T. 220 kV, Machupicchu - Abancay - Cotaruse	103 762 331	2 752 871
7	L.T. 500 kV Mantaro - Marcona - Socabaya - Montalvo y Subestaciones Asociadas	382 363 016	9 559 075
8	Línea de Transmisión Trujillo - Chiclayo en 500 kV - Refuerzo 1	7 361 375	251 023
9	SGT "Primera Etapa de la Subestación Carapongo y Enlaces de Conexión a Líneas Asociadas"	55 555 853	1 650 580
10	SGT "Primera Etapa de la Subestación Carapongo y Enlaces de Conexión a Líneas Asociadas" - Monto Complementario	701 620	20 845
11	SGT LT Mantaro - Nueva Yanango - Carapongo 500kV	190 298 777	4 774 334
12	LT Chilca - La Planicie - Zapallal - Refuerzo 2	19 405 721	646 210
13	LT Chilca - La Planicie - Zapallal - Refuerzo 1	19 511 305	534 870
	<b>Total</b>	<b>1 265 004 990</b>	<b>37 648 924</b>

#### 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	13 129 530	593 138
2	L.T. Paragsha-Conococho y subestaciones asociadas	18 398 005	831 146
3	Ampliación de la Subestación Cajamarca 220 kV - SVC	14 858 545	671 248
4	L.T. 220 kV Conococho-Huallanca y subestaciones asociadas	34 000 227	1 535 991
5	L.T. 220 kV Huallanca-Cajamarca y subestaciones asociadas	63 442 195	2 866 057
	<b>Total</b>	<b>143 828 502</b>	<b>6 497 581</b>

#### 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	378 884 172	15 708 155
2	Costo de inversión del Sistema de Compensación Serie	15 139 729	627 677
3	Costo de inversión referente al suministro e instalaciones para la doble barra en 220 kV en la Subestación Montalvo	769 638	31 909
<b>Total</b>		<b>394 793 539</b>	<b>16 367 741</b>

#### 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	58 769 434	1 733 698

#### 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	148 028 484	4 005 214

#### 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	48 952 598	1 486 716

#### 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 TERNA se presenta en el Cuadro N° 4.11:

**Cuadro N° 4.11.** Contrato de Concesión de SGT de TERNA

Tramo	Descripción	Inversión (USD)	COyM (USD-año)
1	Aguaytía – Pucallpa 138kV (2° Circuito)	11 316 528	393 451

#### 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	15 392 889	424 372

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	13 920 927
SE Talara	Reactor 20 MVAR		REP	1 886 242
SE Piura Oeste	Reactor 20 MVAR		REP	1 590 622
L-2236	Chiclayo Oeste	Guadalupe	REP	11 484 566
SE Chiclayo Oeste	SVC +/- 30 MVA		REP	3 319 092
L-2234	Guadalupe	Trujillo Norte	REP	13 804 729
SE Guadalupe	Transformador 220/60/10kV; 60MVA		REP	4 952 304
SE Guadalupe	Reactor 20 MVAR		REP	1 630 286
SE Trujillo Norte	SVC +30/-20 MVAR		REP	3 354 666
L-2215	Chimbote I	Paramonga Nueva	REP	27 870 621
SE Chimbote	Bancos 20 + 15 MVAR		REP	505 791
L-2213	Paramonga Nueva	Huacho	REP	8 109 030
L-2253	Parte de Celda en Paramonga Nueva		REP	299 383
SE Paramonga Nueva	Reactor 40 MVAR		REP	1 917 982
L-2212	Huacho	Zapallal	REP	16 716 524
L-2003/2004	Chavarría	Santa Rosa	REP	4 692 272
SE San Juan	Bancos 30 + 15 MVAR		REP	3 703 969
L-1120	Paragsha II	Huánuco	REP	8 574 929
SE Huánuco	Banco 2.2 MVAR		REP	273 532
L-1121	Huánuco	Tingo María	REP	9 395 677
SE Tingo María	Banco 2.2 MVAR		REP	392 369
L-1029	Cerro Verde	Repartición	REP	4 161 646
L-1030	Repartición	Mollendo	REP	6 121 264
L-1006	Tintaya	Azángaro	REP	12 149 973
SE Tintaya	SVC +/- 15 MVA		REP	1 070 627
L-1004	Dolorespata	Quencoro	REP	1 435 358
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		Egemma	498 564
SE Azángaro	Celda en 138 kV		San Gabán	757 122
SE Tingo María SE Tingo María L-253	Reactor 30 MVAR Autotransformador 220/138 kV; 40 MVA Vizcarra - Paramonga Nueva		Isa Perú (EX - Eteselva)	27 528 129
SE Vizcarra	Celda L-253 en 220 kV		Compañía Minera Antamina	813 593

Instalación	Titular	Inversión (USD)
Chilca - Zapallal 220kV (Tramo 1 y 2)	Transmantaro	74 736 264
Talara - Piura 220kV (2do Circuito)	Transmantaro	20 060 652

Instalación	Titular	Inversión (USD)
Zapallal - Trujillo 500 kV	Transmantaro	232 088 000
Machupicchu - Abancay - Cotaruse 220kV	Transmantaro	103 762 331
Trujillo - Chiclayo 500 kV	Transmantaro	136 645 170
Pomacocha - Carhuamayo 220kV	Transmantaro	22 514 908
Mantaro - Marcona - Socabaya - Montalvo 500kV	Transmantaro	382 363 016
SE Carapongo (1° Etapa)	Transmantaro	55 555 853
SE Carapongo (Monto Complementario)	Transmantaro	701 620
Banco Reactores Trujillo - Chiclayo (Refuerzo 1)	Transmantaro	7 361 375
Mantaro - Nueva Yanango - Carapongo 500kV	Transmantaro	190 298 777
Reconfiguración de la LT Chilca-La Planicie-Carabayllo (Refuerzo 1)	Transmantaro	19 511 305
Ampliación de la Subestación La Planicie 220 kV (Refuerzo 2)	Transmantaro	19 405 721
Aguaytía - Pucallpa 138kV (2° Circuito)	Terna Perú	11 316 528
Carhuamayo - Paragsha 220 kV	ATN	13 129 530
Paragsha - Conococha 220 kV	ATN	18 398 005
Conococha - Huallanca 220 kV	ATN	34 000 227
Huallanca - Cajamarca 220 kV	ATN	63 442 195
SVC - SE Cajamarca	ATN	14 858 545
Socabaya - Tintaya 220kV	TESUR	58 769 434
Chilca - Marcona - Montalvo 500kV	ABY	378 884 172
CS Chilca - Marcona - Montalvo 500kV	ABY	15 139 729
Doble barra - SE Montalvo	ABY	769 638
Carhuaquero - Cajamarca Norte - Cállic - Moyobamba 220kV	CCNCM	148 028 484
Azángaro - Juliaca - Puno 220kV	TESUR 2	48 952 598
Tintaya - Azángaro 220kV	TESUR 4	15 392 889

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

Titular	Costo de O&M (USD/Año)
REP	4 531 312
Egamsa	28 786
San Gabán	28 968
Isa Perú (EX - Eteselva)	740 393
Compañía Minera Antamina	22 050
Redesur	3 607 365
Transmantaro (Boot, Addendum 5, Addendum 10)	8 684 451
Transmantaro - Addendum 8	2 790 256
Transmantaro - Ampliación Adicional N° 1	187 948
Isa Perú	2 552 996
Isa Perú - Ampliación 1	18 827
Isa Perú - Ampliación 2	62 188

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)	5 022 576
	Talara - Piura 220kV (2do Circuito)	641 943
	Zapallal - Trujillo 500 kV	6 962 640
	Machupicchu - Abancay - Cotaruse 220kV	2 752 871
	Trujillo - Chiclayo 500 kV	4 269 086
	Pomacocha - Carhuamayo 220kV	562 872
	Mantaro - Marcona - Socabaya - Montalvo 500kV	9 559 075
	SE Carapongo (1° Etapa)	1 650 580
	SE Carapongo (Monto Complementario)	20 845
	Banco Reactores Trujillo - Chiclayo (Refuerzo 1)	251 023
	Mantaro - Nueva Yanango - Carapongo 500kV	4 774 334
	Reconfiguración de la LT Chilca-La Planicie-Carabayllo (Refuerzo 1)	534 870
	Ampliación de la Subestación La Planicie 220 kV (Refuerzo 2)	646 210
	Terna Perú	Aguaytía - Pucallpa 138kV (2° Circuito)
ATN	Carhuamayo - Paragsha 220 kV	593 138
	Paragsha - Conococha 220 kV	831 146

Titular	Instalación	Costo de O&M (USD/Año)
	Conococha - Huallanca 220 kV	1 535 991
	Huallanca - Cajamarca 220 kV	2 866 057
	SVC - SE Cajamarca	671 248
TESUR	Socabaya - Tintaya 220kV	1 733 698
ABY	Chilca - Marcona - Montalvo 500kV	15 334 207
	CS Chilca - Marcona - Montalvo 500kV	612 764
	Doble barra - SE Montalvo	31 148
CCNCM	Carhuaquero - Cajamarca Norte - Cáclic - Moyobamba 220kV	4 005 214
TESUR 2	Azángaro - Juliaca - Puno 220kV	1 486 716
TESUR 4	Tintaya - Azángaro 220kV	424 372

## 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 28832<sup>24</sup>, 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	1,0486	1,0502
Talara	220	1,0000	1,0425	1,0450
Valle Chira	220	1,0000	0,9763	0,9776
Piura Oeste	220	1,0000	1,0418	1,0447
La Niña	220	1,0000	1,0305	1,0342
Chiclayo Oeste	220	1,0000	1,0330	1,0360
Carhuaquero	220	1,0000	1,0216	1,0248
Carhuaquero	138	1,0000	1,0218	1,0246

### <sup>24</sup> 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
Cutervo	138	1,0000	1,0365	1,0357
Jaen	138	1,0000	1,0495	1,0508
Guadalupe	220	1,0000	1,0289	1,0326
Guadalupe	60	1,0000	1,0306	1,0342
La Ramada	220	1,0000	1,0105	1,0150
Cajamarca	220	1,0000	1,0205	1,0240
Trujillo Norte	220	1,0000	1,0226	1,0268
Chimbote 1	220	1,0000	1,0146	1,0195
Chimbote 1	138	1,0000	1,0164	1,0212
Paramonga Nueva	220	1,0000	0,9980	1,0037
Paramonga Nueva	138	1,0000	0,9962	1,0026
Paramonga Existente	138	1,0000	0,9910	0,9993
Medio Mundo	220	1,0000	0,9967	1,0023
Huacho	220	1,0000	0,9954	1,0010
Lomera	220	1,0000	0,9970	0,9993
Zapallal	220	1,0000	0,9964	0,9970
Carabayllo	220	1,0000	0,9946	0,9949
Ventanilla	220	1,0000	0,9987	0,9993
La Planicie	220	1,0000	0,9970	0,9968
Lima	220	1,0000	0,9998	1,0000
Cantera	220	1,0000	1,0000	1,0000
Chilca	220	1,0000	0,9851	0,9866
Asia	220	1,0000	0,9854	0,9886
Alto Praderas	220	1,0000	0,9760	0,9785
Independencia	220	1,0000	0,9796	0,9823
Ica	220	1,0000	0,9824	0,9842
Marcona	220	1,0000	0,9902	0,9949
Chincha Nueva	220	1,0000	0,9943	0,9980
Nazca Nueva	220	1,0000	1,0039	1,0014
Chiribamba	220	1,0000	1,0197	1,0206
Mantaro	220	1,0000	0,9808	0,9819
Huayucachi	220	1,0000	1,0042	1,0039
Pachachaca	220	1,0000	0,9718	0,9719
Pomacocha	220	1,0000	0,9781	0,9774
Huancavelica	220	1,0000	0,9827	0,9840
Callahuanca	220	1,0000	0,9834	0,9847
Cajamarquilla	220	1,0000	0,9782	0,9791
Huallanca	138	1,0000	0,9870	0,9879
Vizcarra	220	1,0000	0,9952	0,9959
Tingo María	220	1,0000	0,9953	1,0010
Aguaytía	220	1,0000	0,9962	1,0004
Aguaytía	138	1,0000	1,0050	1,0094

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
Aguaytía	22,9	1,0000	1,0083	1,0133
Pucallpa	138	1,0000	1,0113	1,0157
Pucallpa	60	1,0000	1,0102	1,0148
Aucayacu	138	1,0000	1,0359	1,0363
Tocache	138	1,0000	1,0371	1,0366
Belaunde	138	1,0000	1,0205	1,0244
Caclic	220	1,0000	1,0324	1,0363
Tingo María	138	1,0000	1,0422	1,0419
Huánuco	138	1,0000	1,0351	1,0361
Paragsha II	138	1,0000	1,0064	1,0107
Paragsha	220	1,0000	1,0035	1,0034
Yaupi	138	1,0000	0,9806	0,9836
Yuncan	138	1,0000	0,9779	0,9811
Yuncan	220	1,0000	0,9621	0,9661
Oroya Nueva	220	1,0000	0,9682	0,9719
Oroya Nueva	138	1,0000	0,9709	0,9745
Oroya Nueva	50	1,0000	0,9804	0,9824
Carhuamayo	138	1,0000	0,9719	0,9753
Carhuamayo Nueva	220	1,0000	0,9759	0,9789
Caripa	138	1,0000	0,9748	0,9778
Desierto	220	1,0000	0,9766	0,9796
Condorcocha	138	1,0000	0,9663	0,9691
Condorcocha	44	1,0000	0,9881	0,9926
Machupicchu	138	1,0000	0,9668	0,9695
Cachimayo	138	1,0000	0,9668	0,9695
Cusco	138	1,0000	0,9897	0,9826
Combapata	138	1,0000	1,0223	1,0132
Tintaya	138	1,0000	1,0265	1,0159
Tintaya Nueva	220	1,0000	1,0262	1,0155
Ayaviri	138	1,0000	1,0405	1,0281
Azángaro	138	1,0000	1,0503	1,0387
San Gaban	138	1,0000	1,0474	1,0355
Mazuco	138	1,0000	1,0384	1,0257
Puerto Maldonado	138	1,0000	1,0312	1,0181
Juliaca	138	1,0000	0,9835	0,9709
Puno	138	1,0000	1,0089	0,9844
Puno	220	1,0000	1,0747	0,9990
Callalli	138	1,0000	1,0405	1,0259
Santuario	138	1,0000	1,0404	1,0258
Arequipa	138	1,0000	1,0388	1,0246
Socabaya	220	1,0000	1,0486	1,0378
Cotaruse	220	1,0000	1,0357	1,0258

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
Cerro Verde	138	1,0000	1,0356	1,0239
Repartición	138	1,0000	1,0339	1,0227
Mollendo	138	1,0000	1,0090	1,0023
Moquegua	220	1,0000	1,0389	1,0250
Moquegua	138	1,0000	1,0463	1,0239
Ilo ELS	138	1,0000	1,0530	1,0295
Botiflaca	138	1,0000	1,0350	1,0222
Toquepala	138	1,0000	1,0362	1,0234
Aricota	138	1,0000	1,0463	1,0330
Aricota	66	1,0000	1,0431	1,0303
Tacna (Los Héroes)	220	1,0000	1,0446	1,0324
Tacna (Los Héroes)	66	1,0000	1,0379	1,0295

## 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	351
L-234	Guadalupe – Trujillo Norte	1 482
SE Guadalupe	Transformador 220/60/10kV; 60MVA	3 158
L-215	Chimbote I – Paramonga Nueva	1 598
L-213	Paramonga Nueva – Zapallal	1 934
L-2003 L-2004	Chavarría – Santa Rosa	176
L-120	Paragsha II – Huánuco	91
L-121	Huánuco – Tingo María	0
L-1019	Cerro Verde – Mollendo	571
L-1006A	Tintaya – Azángaro	5 059
L-1005A	Dolorespata – Quencoro	14
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	98
SE Vizcarra	Celda de LT 253 en 220 kV	0
L-2025 L-2026	Socabaya – Montalvo	0
L-2029	Montalvo – Tacna	2 550
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	4 650
L-5001 L-5003	Chilca – Zapallal 500 kV	78 102
	Talara – Piura (2do Circuito)	0
L-5006 L-5008	Zapallal – Trujillo 500 kV	1 820 316
L-2050 L-2059 L-2060	Machupicchu – Abancay – Cotaruse	133 367
L-5010	Trujillo – Chiclayo 500 kV	141 019
L-2294	Pomacocha – Carhuamayo	1 654
L-5035 L-5033 L-5031	Mantaro-Marcona-Socabaya-Montalvo 500kV	1 490 193
AT114-523	SE Carapongo y enlaces de conexión - Primera Etapa	119 971
L-224	Pachachaca – Oroya Nueva	596
L-22259 L-22258 L-2254	Oroya-Carhuamayo-Paragsha-Vizcarra	40 064
L-2267 L-2268	Carhuamayo-Paragsha	718
L-2264	Paragsha-Conococha	27 204
L-2269 L-2270	Conococha-Huallanca	7 895
L-2274 L-2275 L-2283 L-2272 L-2273 - L2287	Huallanca-Cajamarca	177 399

CÓDIGO INSTALACIÓN	INSTALACIÓN	ING. TARIF. (USD/Año)
	SVC-Cajamarca	0
L-2022 L-2023	Socabaya - Tintaya	62 006
L-5032 L-5034 L-5036 L-5037	Chilca - Marcona - Moquegua 500 kV	225 414
	Instalación doble barra SET Montalvo	0
L-2190 L-2192 L-2194	Carhuaquero- Cajamarca Norte- Cáclic- Moyobamba	88 413
	Machupicchu-Quencoro-Onocora- Tintaya	0
	Azangaro 220 kv-Puno 220kV	0
	Tintaya Nueva 220 kV - Azangaro 220 kV	20 245
	Carapongo 500 kV- Mantaro 500 kV	70 987
	Aguaytia 138Kv-Pucallpa 138Kv (2do circuito)	3 598

## 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, TERNA 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 (1° Etapa) (incluye monto complementario)	Transmantaro	27 480
Mantaro - Nueva Yanango - Carapongo 500kV	Transmantaro	224 693
Aguaytía - Pucallpa 138kV (2° Circuito)	Terna Perú	5 702
LT Carhuamayo - Paragsha - Conocoha -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 Transmataro.

**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 negativo, el cual expresado al 30 de abril de 2026 es de USD 2 709 136, 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	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		Valor a Abril del 2026 USD
1	Mayo	vie, 14/06/2024	3.776	16,013,649	38,924,917	54,938,566	14,549,408	16,142,168	14,672,185	16,278,385	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	16,125,375	-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	-367,977
9	Enero	vie, 14/02/2025	3.712	16,013,649	40,756,547	56,770,196	15,293,695	15,733,195	14,672,185	15,093,825	-639,370
10	Febrero	vie, 14/03/2025	3.712	16,013,649	40,756,547	56,770,196	15,293,695	15,585,309	14,672,185	14,951,949	-633,361
11	Marzo	sáb, 12/04/2025	3.712	16,013,649	40,756,547	56,770,196	15,293,695	15,438,814	14,672,185	14,811,406	-627,407
12	Abril	mié, 14/05/2025	3.712	16,013,649	40,756,547	56,770,196	15,293,695	15,293,695	14,672,185	14,672,185	-621,510
<b>Total</b>								<b>187,993,311</b>		<b>185,551,759</b>	<b>-2,441,552</b>

LIQUIDACIÓN TOTAL AÑO 23 (Valores expresados al 30/04/2025)										Valor al 30/04/2026
RA a Liquidar (USD) (A)	Recalculo RAA por Ampliaciones (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			185,551,759	187,993,311	-2,441,552	22,183	498		-2,418,872	-2,709,136

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, Osinergrmin 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
<b>Remuneración Anual RA</b>	<b>191,731,865</b>
Remuneración Anual Garantizada RAG	99,514,550
Remuneración Anual por Ampliaciones RAA	94,926,452
<b>Total RA</b>	<b>194,441,002</b>
Liquidación Anual de la RA	-2,734,538
Saldo a favor del ITF	24,845
Recuperación del ITF Adic a la RAG	557
Ampliación menor	0
<b>Total RA</b>	<b>191,731,865</b>

De este modo, se ha determinado que para el periodo mayo 2025 – abril 2026, los ingresos por concepto del SST (RASST) ascienden a USD 20 680 218 (USD 49 540 por concepto de Ingreso Tarifario y USD 20 630 218 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 25 782 634. La suma de ambos montos resulta en USD 46 462 852, que es menor a la RA2(24), en USD 84 415 887. 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 110 198 521, tal como se muestra en el Cuadro N° 4.21:

**Cuadro N°4.21.** Determinación de la RASST y RASPT (21)

Concepto	USD
<b>RA</b>	<b>191,731,865</b>
RA1	60,853,126
RA2	130,878,739
<b>RA2 SST</b>	<b>20,680,218</b>
ITA	49,540
PSST	20,630,678
<b>RA2 SPT</b>	<b>110,198,521</b>

RA1: 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 30<sup>25</sup> del RIEE<sup>26</sup>, corresponde que Osinerghmin efectúe una compensación tarifaria con los montos recaudados por el COES por concepto de Ingreso Tarifario de los enlaces internacionales. Dicha compensación tarifaria se

<sup>25</sup> **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 Osinerghmin.

<sup>26</sup> 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 Osinerghmin.

#### 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)	2,576
CUCGE para C.T. NEPI (ENGIE)	2,067

#### 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/CD<sup>27</sup>.

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	0,292
CUCSS para Reserva Fría de Talara	0,924
CUCSS para Reserva Fría de Ilo	2,091
CUCSS para Reserva Fría de Pto. Eten	1,092
CUCSS para Reserva Fría de Puerto Maldonado	0,133
CUCSS para Reserva Fría de Pucallpa	0,230

#### 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-

<sup>27</sup> 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 11,14 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/ 36 254 113. El cargo unitario resultante es de 0,401 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/ 9 625 387. El cargo unitario resultante es de 0,108 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 7 457,054 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 97,143 USD/kW-año.

De igual manera para el Peaje de Transmisión al SGT se tiene 43,518 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	21,92	42,600	12,84	11,44
Talara	21,92	42,600	12,76	11,39
Valle del Chira 220kV	21,92	42,600	11,95	10,65
Piura Oeste	21,92	42,600	12,75	11,38
La Niña	21,92	42,600	12,62	11,27
Chiclayo Oeste	21,92	42,600	12,65	11,29
Carhuaquero 220	21,92	42,600	12,51	11,17
Carhuaquero 138	21,92	42,600	12,51	11,16
Cutervo 138	21,92	42,600	12,69	11,28

Barra	PPM	PCSPT	PEMP	PEMF
	S/ /kW-mes	S/ /kW-mes	ctm. S/ /kWh	ctm. S/ /kWh
Jaen 138	21,92	42,600	12,85	11,45
Guadalupe 220	21,92	42,600	12,60	11,25
Guadalupe 60	21,92	42,600	12,62	11,27
La Ramada	21,92	42,600	12,37	11,06
Cajamarca	21,92	42,600	12,49	11,16
Trujillo Norte	21,92	42,600	12,52	11,19
Chimbote I 220	21,92	42,600	12,42	11,11
Chimbote I 138	21,92	42,600	12,44	11,13
Paramonga N 220	21,92	42,600	12,22	10,94
Paramonga N 138	21,92	42,600	12,20	10,92
Paramonga 138	21,92	42,600	12,13	10,89
Medio Mundo 220kV	21,92	42,600	12,20	10,92
Huacho	21,92	42,600	12,19	10,91
Lomera	21,92	42,600	12,21	10,89
Zapallal	21,92	42,600	12,20	10,86
Carabaylo	21,92	42,600	12,18	10,84
Ventanilla	21,92	42,600	12,23	10,89
La Planicie	21,92	42,600	12,21	10,86
Chavarría	21,92	42,600	12,24	10,90
Santa Rosa	21,92	42,600	12,24	10,90
San Juan	21,92	42,600	12,06	10,75
Cantera	21,92	42,600	12,06	10,77
Chilca 220	21,92	42,600	11,95	10,66
Asia 220	21,92	42,600	11,99	10,70
Alto Praderas 220	21,92	42,600	12,03	10,72
Independencia	21,92	42,600	12,12	10,84
Ica	21,92	42,600	12,17	10,87
Marcona	21,92	42,600	12,29	10,91
Chincha Nueva 220kV	21,92	42,600	12,48	11,12
Nazca Nueva 220kV	21,92	42,600	12,01	10,70
Chiribamba 220kV	21,92	42,600	12,29	10,94
Mantaro	21,92	42,600	11,90	10,59
Huayucachi	21,92	42,600	11,97	10,65
Pachachaca	21,92	42,600	12,03	10,72
Pomacocha	21,92	42,600	12,04	10,73
Huancavelica	21,92	42,600	11,98	10,67
Callahuanca ELP	21,92	42,600	12,08	10,76
Cajamarquilla	21,92	42,600	12,18	10,85
Huallanca 138	21,92	42,600	12,18	10,91
Vizcarra	21,92	42,600	12,20	10,90
Tingo María 220	21,92	42,600	12,30	11,00

Barra	PPM	PCSPT	PEMP	PEMF
	S/ /kW-mes	S/ /kW-mes	ctm. S/ /kWh	ctm. S/ /kWh
Aguaytía 220	21,92	42,600	12,34	11,04
Aguaytía 138	21,92	42,600	12,38	11,07
Aguaytía 22,9	21,92	42,600	12,37	11,06
Pucallpa 138	21,92	42,600	12,68	11,29
Pucallpa 60	21,92	42,600	12,70	11,29
Aucayacu	21,92	42,600	12,49	11,16
Tocache	21,92	42,600	12,64	11,29
Belaunde 138	21,92	42,600	12,76	11,35
Caclic	21,92	42,600	12,67	11,29
Tingo María 138	21,92	42,600	12,32	11,01
Huánuco 138	21,92	42,600	12,29	10,93
Paragsha II 138	21,92	42,600	12,01	10,72
Paragsha 220	21,92	42,600	11,97	10,69
Yaupi 138	21,92	42,600	11,78	10,53
Yuncan 138	21,92	42,600	11,85	10,59
Yuncan 220	21,92	42,600	11,89	10,62
Oroya Nueva 220	21,92	42,600	12,00	10,70
Oroya Nueva 138	21,92	42,600	11,90	10,63
Oroya Nueva 50	21,92	42,600	11,95	10,66
Carhuamayo 138	21,92	42,600	11,93	10,65
Carhuamayo 220	21,92	42,600	11,96	10,67
Caripa 138	21,92	42,600	11,83	10,56
Desierto 220	21,92	42,600	12,10	10,81
Condorcocha 138	21,92	42,600	11,84	10,56
Condorcocha 44	21,92	42,600	11,84	10,56
Machupicchu	21,92	42,600	12,12	10,71
Cachimayo	21,92	42,600	12,52	11,04
Dolorespata	21,92	42,600	12,57	11,07
Quencoro	21,92	42,600	12,56	11,06
Combapata	21,92	42,600	12,74	11,20
Tintaya	21,92	42,600	12,86	11,32
Tintaya Nueva	21,92	42,600	12,82	11,28
Ayaviri	21,92	42,600	12,71	11,17
Azángaro	21,92	42,600	12,62	11,09
San Gaban	21,92	42,600	12,04	10,58
Mazuco	21,92	42,600	12,35	10,73
Puerto Maldonado	21,92	42,600	13,16	10,88
Juliaca	21,92	42,600	12,74	11,18
Puno 138	21,92	42,600	12,74	11,18
Puno 220	21,92	42,600	12,72	11,16
Callalli	21,92	42,600	12,84	11,31

Barra	PPM	PCSPT	PEMP	PEMF
	S/ /kW-mes	S/ /kW-mes	ctm. S/ /kWh	ctm. S/ /kWh
Santuario	21,92	42,600	12,68	11,18
Socabaya 138	21,92	42,600	12,68	11,16
Socabaya 220	21,92	42,600	12,66	11,14
Cotaruse 220	21,92	42,600	12,35	10,92
Cerro Verde	21,92	42,600	12,72	11,17
Repartición	21,92	42,600	12,81	11,16
Mollendo	21,92	42,600	12,89	11,22
Moquegua 220	21,92	42,600	12,67	11,14
Moquegua 138	21,92	42,600	12,69	11,15
Ilo 138	21,92	42,600	12,81	11,25
Botiflaca 138	21,92	42,600	12,77	11,23
Toquepala	21,92	42,600	12,79	11,25
Aricota 138	21,92	42,600	12,71	11,22
Aricota 66	21,92	42,600	12,67	11,21
Tacna 220	21,92	42,600	12,72	11,16
Tacna 66	21,92	42,600	12,77	11,18

## 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 Transitoria<sup>28</sup> y de la Segunda Disposición Complementaria Final de la Ley 28832<sup>29</sup> 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

#### <sup>28</sup> 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.

#### <sup>29</sup> 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 tarifas 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 vigentes al 04 de febrero de 2025. 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 29,00 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 2,0239. 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.** Tarifas en Barra (en moneda nacional)

Subestación	Tensión	PPM	PEMP	PEMF
	kV	S//kW-mes	ctm. S//kWh	ctm. S//kWh
Zorritos	220	21,92	25,98	23,16
Talara	220	21,92	25,83	23,04
Valle Chira	220	21,92	24,19	21,56
Piura Oeste	220	21,92	25,81	23,04
La Niña	220	21,92	25,53	22,80
Chiclayo Oeste	220	21,92	25,60	22,85
Carhuaquero	220	21,92	25,31	22,60
Carhuaquero	138	21,92	25,32	22,59
Cutervo	138	21,92	25,68	22,84
Jaen	138	21,92	26,00	23,17
Guadalupe	220	21,92	25,49	22,77
Guadalupe	60	21,92	25,54	22,80
La Ramada	220	21,92	25,04	22,38
Cajamarca	220	21,92	25,29	22,58
Trujillo Norte	220	21,92	25,34	22,64
Chimbote I	220	21,92	25,14	22,48
Chimbote I	138	21,92	25,18	22,52
Paramonga Nueva	220	21,92	24,73	22,13
Paramonga Nueva	138	21,92	24,68	22,11
Paramonga Existente	138	21,92	24,55	22,04
Medio Mundo	220	21,92	24,70	22,10
Huacho	220	21,92	24,66	22,07
Lomera	220	21,92	24,70	22,03
Zapallal	220	21,92	24,69	21,98
Carabayllo	220	21,92	24,64	21,94
Ventanilla	220	21,92	24,74	22,04
La Planicie	220	21,92	24,70	21,98
Lima	220	21,92	24,78	22,05
Cantera	220	21,92	24,42	21,80
Chilca	220	21,92	24,18	21,58
Asia	220	21,92	24,27	21,66

Subestación	Tensión	PPM	PEMP	PEMF
	kV	S/ /kW-mes	ctm. S/ /kWh	ctm. S/ /kWh
Alto Praderas	220	21,92	24,34	21,70
Independencia	220	21,92	24,53	21,94
Ica	220	21,92	24,64	22,01
Marcona	220	21,92	24,87	22,08
Chincha Nueva	220	21,92	25,27	22,51
Nazca Nueva	220	21,92	24,30	21,65
Chiribamba	220	21,92	24,88	22,14
Mantaro	220	21,92	24,08	21,43
Huayucachi	220	21,92	24,24	21,55
Pachachaca	220	21,92	24,35	21,70
Pomacocha	220	21,92	24,37	21,71
Huancavelica	220	21,92	24,24	21,59
Callahuanca	220	21,92	24,46	21,78
Cajamarquilla	220	21,92	24,66	21,96
Huallanca	138	21,92	24,66	22,07
Vizcarra	220	21,92	24,68	22,06
Tingo María	220	21,92	24,90	22,26
Aguaytía	220	21,92	24,98	22,34
Aguaytía	138	21,92	25,06	22,40
Aguaytía	22,9	21,92	25,03	22,38
Pucallpa	138	21,92	25,67	22,85
Pucallpa	60	21,92	25,70	22,86
Aucayacu	138	21,92	25,29	22,59
Tocache	138	21,92	25,58	22,85
Belaunde	138	21,92	25,82	22,98
Caclic	220	21,92	25,65	22,85
Tingo María	138	21,92	24,94	22,29
Huánuco	138	21,92	24,87	22,13
Paragsha II	138	21,92	24,30	21,69
Paragsha	220	21,92	24,23	21,63
Yaupi	138	21,92	23,84	21,30
Yuncan	138	21,92	23,99	21,43
Yuncan	220	21,92	24,06	21,49
Oroya Nueva	220	21,92	24,29	21,66
Oroya Nueva	138	21,92	24,08	21,51
Oroya Nueva	50	21,92	24,18	21,58
Carhuamayo	138	21,92	24,15	21,56
Carhuamayo Nueva	220	21,92	24,20	21,60
Caripa	138	21,92	23,94	21,37
Desierto	220	21,92	24,48	21,89
Condorcocha	138	21,92	23,96	21,38
Condorcocha	44	21,92	23,96	21,38
Machupicchu	138	21,92	24,52	21,67

Subestación	Tensión	PPM	PEMP	PEMF
	kV	S//kW-mes	ctm. S//kWh	ctm. S//kWh
Cachimayo	138	21,92	25,33	22,34
Cusco	138	21,92	25,43	22,40
Combapata	138	21,92	25,78	22,67
Tintaya	138	21,92	26,02	22,90
Tintaya Nueva	220	21,92	25,95	22,83
Ayaviri	138	21,92	25,73	22,62
Azángaro	138	21,92	25,55	22,45
San Gaban	138	21,92	24,37	21,41
Mazuco	138	21,92	25,00	21,71
Puerto Maldonado	138	21,92	26,63	22,03
Juliaca	138	21,92	25,78	22,62
Puno	138	21,92	25,78	22,62
Puno	220	21,92	25,74	22,59
Callalli	138	21,92	25,98	22,89
Santuario	138	21,92	25,66	22,62
Arequipa	138	21,92	25,66	22,58
Socabaya	220	21,92	25,62	22,55
Cotaruse	220	21,92	25,00	22,10
Cerro Verde	138	21,92	25,74	22,60
Repartición	138	21,92	25,93	22,58
Mollendo	138	21,92	26,09	22,70
Moquegua	220	21,92	25,64	22,54
Moquegua	138	21,92	25,67	22,57
Ilo ELS	138	21,92	25,92	22,78
Botiflaca	138	21,92	25,85	22,72
Toquepala	138	21,92	25,88	22,77
Aricota	138	21,92	25,72	22,70
Aricota	66	21,92	25,64	22,68
Tacna (Los Héroes)	220	21,92	25,74	22,59
Tacna (Los Héroes)	66	21,92	25,84	22,64

### 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 21,36 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	
<b>Ponderado Licitaciones</b>	29,81	28,44	23,21	
<b>Ponderado Libres</b>	25,26	15,45	14,81	
<b>Barra Teórico</b>	21,92	12,24	10,90	
Precio Licitación	<b>4,828</b>	<b>24,174</b>	<b>29,00</b>	Ctm. S/ /kWh
Precio Libre	<b>4,092</b>	<b>14,925</b>	<b>19,02</b>	Ctm. S/ /kWh
Precio Ponderado			<b>21,36</b>	Ctm. S/ /kWh
Precio Teórico	<b>3,550</b>	<b>11,143</b>	<b>14,69</b>	Ctm. S/ /kWh
Comparación			<b>0,6877</b>	Teórico/(Licitación + Libre)
Factor de Ajuste			<b>1,4071</b>	

### 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.** Tarifas en Barra (en moneda nacional)

Subestación	Tensión	PPM	PEMP	PEMF
	kV	S/ /kW-mes	ctm. S/ /kWh	ctm. S/ /kWh
Zorritos	220	21,92	18,06	16,10
Talara	220	21,92	17,96	16,02
Valle Chira	220	21,92	16,82	14,99
Piura Oeste	220	21,92	17,95	16,02
La Niña	220	21,92	17,75	15,85
Chiclayo Oeste	220	21,92	17,80	15,88
Carhuaquero	220	21,92	17,60	15,71
Carhuaquero	138	21,92	17,60	15,71
Cutervo	138	21,92	17,85	15,88
Jaen	138	21,92	18,08	16,11
Guadalupe	220	21,92	17,72	15,83
Guadalupe	60	21,92	17,75	15,85
La Ramada	220	21,92	17,41	15,56
Cajamarca	220	21,92	17,58	15,70
Trujillo Norte	220	21,92	17,62	15,74
Chimbote 1	220	21,92	17,48	15,63
Chimbote 1	138	21,92	17,51	15,66
Paramonga Nueva	220	21,92	17,19	15,39
Paramonga Nueva	138	21,92	17,16	15,37
Paramonga Existente	138	21,92	17,07	15,32
Medio Mundo	220	21,92	17,17	15,37
Huacho	220	21,92	17,15	15,34
Lomera	220	21,92	17,17	15,32
Zapallal	220	21,92	17,16	15,28
Carabayllo	220	21,92	17,13	15,25

Subestación	Tensión	PPM	PEMP	PEMF
	kV	S/ /kW-mes	ctm. S/ /kWh	ctm. S/ /kWh
Ventanilla	220	21,92	17,20	15,32
La Planicie	220	21,92	17,17	15,28
Lima (I)	220	21,92	17,23	15,33
Cantera	220	21,92	16,97	15,16
Chilca	220	21,92	16,81	15,00
Asia	220	21,92	16,88	15,06
Alto Praderas	220	21,92	16,92	15,09
Independencia	220	21,92	17,06	15,25
Ica	220	21,92	17,13	15,30
Marcona	220	21,92	17,29	15,35
Chincha Nueva	220	21,92	17,57	15,65
Nazca Nueva	220	21,92	16,89	15,05
Chiribamba	220	21,92	17,30	15,39
Mantaro	220	21,92	16,74	14,90
Huayucachi	220	21,92	16,85	14,98
Pachachaca	220	21,92	16,93	15,08
Pomacocha	220	21,92	16,94	15,10
Huancavelica	220	21,92	16,85	15,01
Callahuanca	220	21,92	17,00	15,14
Cajamarquilla	220	21,92	17,14	15,27
Huallanca	138	21,92	17,14	15,35
Vizcarra	220	21,92	17,16	15,34
Tingo María	220	21,92	17,31	15,47
Aguaytía	220	21,92	17,37	15,53
Aguaytía	138	21,92	17,42	15,57
Aguaytía	22,9	21,92	17,40	15,56
Pucallpa	138	21,92	17,84	15,89
Pucallpa	60	21,92	17,86	15,89
Aucayacu	138	21,92	17,58	15,70
Tocache	138	21,92	17,78	15,89
Belaunde	138	21,92	17,95	15,97
Caclic	220	21,92	17,83	15,88
Tingo María	138	21,92	17,34	15,49
Huánuco	138	21,92	17,29	15,38
Paragsha II	138	21,92	16,89	15,08
Paragsha	220	21,92	16,85	15,04
Yaupi	138	21,92	16,57	14,81
Yuncan	138	21,92	16,68	14,90
Yuncan	220	21,92	16,73	14,94
Oroya Nueva	220	21,92	16,89	15,06
Oroya Nueva	138	21,92	16,74	14,95
Oroya Nueva	50	21,92	16,81	15,01
Carhuamayo	138	21,92	16,79	14,99

Subestación	Tensión	PPM	PEMP	PEMF
	kV	S/ /kW-mes	ctm. S/ /kWh	ctm. S/ /kWh
Carhuamayo Nueva	220	21,92	16,82	15,02
Caripa	138	21,92	16,64	14,86
Desierto	220	21,92	17,02	15,22
Condorcocha	138	21,92	16,65	14,86
Condorcocha	44	21,92	16,65	14,86
Machupicchu	138	21,92	17,05	15,06
Cachimayo	138	21,92	17,61	15,53
Cusco (2)	138	21,92	17,68	15,57
Combapata	138	21,92	17,92	15,76
Tintaya	138	21,92	18,09	15,92
Tintaya Nueva	220	21,92	18,04	15,88
Ayaviri	138	21,92	17,89	15,72
Azángaro	138	21,92	17,76	15,61
San Gaban	138	21,92	16,94	14,88
Mazuco	138	21,92	17,38	15,09
Puerto Maldonado	138	21,92	18,51	15,31
Juliaca	138	21,92	17,92	15,73
Puno	138	21,92	17,92	15,73
Puno	220	21,92	17,89	15,71
Callalli	138	21,92	18,06	15,91
Santuario	138	21,92	17,84	15,73
Arequipa (3)	138	21,92	17,84	15,70
Socabaya	220	21,92	17,81	15,68
Cotaruse	220	21,92	17,38	15,37
Cerro Verde	138	21,92	17,90	15,71
Repartición	138	21,92	18,02	15,70
Mollendo	138	21,92	18,14	15,78
Moquegua (4)	220	21,92	17,83	15,67
Moquegua (4)	138	21,92	17,85	15,69
Ilo ELS (5)	138	21,92	18,02	15,84
Botiflaca	138	21,92	17,97	15,80
Toquepala	138	21,92	17,99	15,83
Aricota	138	21,92	17,88	15,78
Aricota	66	21,92	17,82	15,77
Tacna (Los Héroes)	220	21,92	17,90	15,71
Tacna (Los Héroes)	66	21,92	17,96	15,74

## 6. Sistemas Aislados

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

Osinerghmin 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 Osinerghmin<sup>30</sup>.

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 SEIN<sup>31</sup>.

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

---

<sup>30</sup> **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 las Tarifas 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

<sup>31</sup> **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 Osinergrmin 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.

Osinergrmin 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 modificatorias<sup>32</sup>.

---

## 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 LCE<sup>33</sup>. 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

---

<sup>32</sup> 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.

<sup>33</sup> **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 criterios<sup>34</sup>, 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

<sup>34</sup> 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, Osinergmin 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 Contrato<sup>35</sup> 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.

---

<sup>35</sup> **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.

$$\text{Precio ajustado} = \text{precio por Potencia} * \text{Factor} * \text{TC}$$

$$\text{Factor} = \text{IPP/IPP}_0$$

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, acogiendo 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 enero 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 afectada al ISC, según la publicación de precios de combustibles de la Gerencia de Operaciones Comerciales de Petroperú al 31 de enero 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 afectadas al ISC, según la publicación de precios de combustibles de la Gerencia de Operaciones Comerciales de Petroperú al 31 de enero 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 reserva<sup>36</sup>, 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	32,38	115,08	115,08
B	MT	32,38	33,97	33,97
E	MT	32,38	71,83	71,83
I	MT	32,38	116,74	116,74
L	MT	32,38	97,23	97,23
M	MT	32,38	68,38	68,38
N	MT	0,00	0,00	0,00
P	MT	32,38	291,01	291,01
Q	MT	32,38	80,95	80,95
R	MT	32,38	333,91	333,91
S	MT	32,38	123,69	123,69
SR	MT	32,38	123,41	123,41
ST	MT	32,38	123,08	123,08
T	MT	32,38	333,91	333,91

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 empresa<sup>37</sup>, se calcula el Precio en Barra de los Sistemas Aislados por

<sup>36</sup> En el Anexo T se detalla el Margen de Reserva de Iquitos

<sup>37</sup> 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.

empresa en base a un promedio ponderado de la energía de cada sistema. El resultado se muestra en el Cuadro N° 6.5.

Cuadro N° 6.5

Empresa	Tensión kV	PPM S/ /kW-mes	PEMP ctm. S/ /kWh	PEMF ctm. S/ /kWh
Adinelsa	MT	32,38	41,89	41,89
Chavimochic	MT	32,38	33,97	33,97
Eilhicha	MT	32,38	33,97	33,97
Electro Oriente	MT	32,38	77,63	77,63
Electro Sur Este	MT	0,00	0,00	0,00
Electro Puno	MT	32,38	80,95	80,95
Electro Ucayali	MT	32,38	78,66	78,66
Pluz Energía	MT	32,38	33,97	33,97
Hidrandina	MT	32,38	33,97	33,97
Seal	MT	32,38	115,08	115,08
Acciona	MT	32,38	333,91	333,91

## 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"<sup>38</sup>.

En el "Reglamento del Mecanismo de Compensación para Sistemas Aislados" se dispone que dicho mecanismo sea aplicado por Osinergrmin 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 Osinergrmin 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

<sup>38</sup> **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%<sup>39</sup>, 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 vigente<sup>40</sup> establecido mediante Resolución N° 025-2025-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 compensar<sup>41</sup>; así como, los Precios en Barra Efectivos que deberá aplicar cada Empresa Receptora<sup>42</sup>, 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 1º<sup>43</sup> y 2º del Decreto de Urgencia N° 001-2015<sup>44</sup>, 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° 005-2012<sup>45</sup>, 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

---

<sup>39</sup> 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.

<sup>40</sup> 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.

<sup>41</sup> 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.

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

<sup>43</sup> El artículo 1º 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.

<sup>44</sup> 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.

<sup>45</sup> 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	1 004 044	0,4318%
Chavimochic	71 593	0,0308%
Eilhicha	415 386	0,1787%
Electro Oriente	219 698 115	94,4911%
Electro Sur Este	0	0,0000%
Electro Puno	241 352	0,1038%
Electro Ucayali	7 490 185	3,2215%
Pluz Energía	663 957	0,2856%
Hidrandina	174 811	0,0752%
Seal	2 747 147	1,1815%
Acciona	85 730	0,0369%
<b>TOTAL</b>	<b>232 506 591</b>	<b>100,0000%</b>

**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	32,38	24,22	24,22
Chavimochic	MT	32,38	23,26	23,26
Eilhicha	MT	32,38	23,26	23,26
Electro Oriente	MT	32,38	30,63	30,63
Electro Sur Este	MT	0,00	0,00	0,00
Electro Puno	MT	32,38	15,68	15,68
Electro Ucayali	MT	32,38	30,68	30,68
Pluz Energía	MT	32,38	23,26	23,26
Hidrandina	MT	32,38	23,26	23,26
Seal	MT	32,38	33,37	33,37
Acciona	MT	32,38	21,47	21,47

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/ 49 914 270.

# 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 combustibles<sup>46</sup>.

En este caso, la expresión matemática<sup>47</sup> 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:

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

<sup>46</sup> 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.

<sup>47</sup> 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

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

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)

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

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
<b>Diesel N° 2</b>	0,32%	0,00%	0,17%	e
<b>Residual N° 6</b>	0,16%	0,00%	0,00%	f
<b>Carbón</b>	0,00%	0,00%	0,00%	cb
<b>Gas Natural</b>	98,27%	98,81%	98,79%	g
<b>Constante</b>	1,25%	1,19%	1,04%	d
<b>Total</b>	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	
<b>Turbo Generador</b>	6875,7	1193,6	8069,3	77,22%
<b>Conexión a la Red</b>	387,5	41,1	428,6	4,10%
<b>COyM</b>	868,5	1083,1	1951,6	18,68%
<b>Total</b>	8131,8	2317,7	10449,5	100,00%
	77,82%	22,18%	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	0,7450	0,2429	0,0000	0,0121
Isa Perú (EX - Eteselva)	0,5986	0,3098	0,0842	0,0074

Titular	l	m	n	o
Compañía Minera Antamina	0,4112	0,5816	0,0000	0,0072
San Gabán	0,2534	0,7334	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, Transmataro, 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	0,1333	0,0000	0,0000	0,8667	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	0,1372	0,6159	0,0000	0,2469	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	0,4825	0,0000	0,0000	0,5175	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	0,8578	0,0000	0,0000	0,1422	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 Osinermin 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.
- IPM<sub>0</sub> : Índice de Precios al Por Mayor inicial
- PPM<sub>0ef</sub> : Precio de la Potencia de Punta efectivo en S//kW-mes.
- PPM<sub>1ef</sub> : Precio de la Potencia de Punta efectivo actualizado en S//kW-mes.
- PEMP<sub>0ef</sub> : Precio de la Energía en Horas de Punta efectivo en céntimos de S//kWh.
- PEMP<sub>0ef</sub> : Precio de la Energía en Horas Fuera de Punta efectivo en céntimos de S//kWh.
- PEMP<sub>1ef</sub> : Precio de la Energía en Horas de Punta efectivo actualizado en céntimos de S//kWh.
- PEMP<sub>1ef</sub> : Precio de la Energía en Horas Fuera de Punta efectivo actualizado en céntimos de S//kWh.
- PM<sub>sea</sub> : 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	0,4457
Chavimochic	0,4500
Eilhicha	0,4500
Electro Oriente	0,5769
Electro Sur Este	0,4500
Electro Puno	0,2890
Electro Ucayali	0,5464
Pluz Energía	0,4500
Hidrandina	0,4500
Seal	0,4500
Acciona	0,2890

Para la actualización del precio de la potencia:

$$PPM_{1ef} = PPM_{0ef} \times (1 + k) + PPM_0 \times (FAPEM - 1)$$

Para la actualización de los precios de la energía<sup>48</sup>:

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

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

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 2023. 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<sub>SEIN</sub> : 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	65,36	21,17	31,63
Chavimochic	65,36	21,17	31,63
Eilhicha	65,36	21,17	31,63
Electro Oriente	65,29	20,85	31,30
Electro Puno	65,27	19,45	31,24
Electro Ucayali	65,27	19,45	29,90
Pluz Energía	65,36	21,17	31,63
Hidrandina	65,36	21,17	31,63

<sup>48</sup> 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
Seal	65,27	20,53	30,98
Acciona	65,40	21,15	31,63

## 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. Se adjunta un diagrama unifilar del SEIN.



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	32 440
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 (Iscaycruz)	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	9,64%
Pérdidas de Subtransmisión	2,92%
Pérdidas de Transmisión	7,77%
Participación de ventas de distribuidores en alta y muy alta tensión	1,37%
Participación de ventas realizadas por los generadores	24,73%

Fuente y elaboración: Osinerghmin

## 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 9,64% y para los siguientes años 2025, 2026 y 2027; 9,68%, 9,73% y 9,77%, 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) del 2024 y las proyecciones del PBI de los años 2025 al 2027 están en millones de soles de año 2007 y fueron estimados 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 31.01.2025 realizadas a Analistas Económicos. El PBI del año 2027 se ha obtenido con la misma tasa de crecimiento del PBI del año 2026 debido a que a la fecha del presente informe la tasa de crecimiento del 2027 no estaba disponible en las fuentes del BCRP.

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

**Cuadro A.2**

Parámetros	Valores
Ventas históricas 2024	35 974 GWh
Tarifa 2024	11,42 ctv. USD/kWh
Tasa Crec. anual PBI:	
2024	3,33%
2025	2,95%
2026	2,90%
2027	2,90%

Fuentes: BCRP y Osinerghmin.

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

**Cuadro A.3**

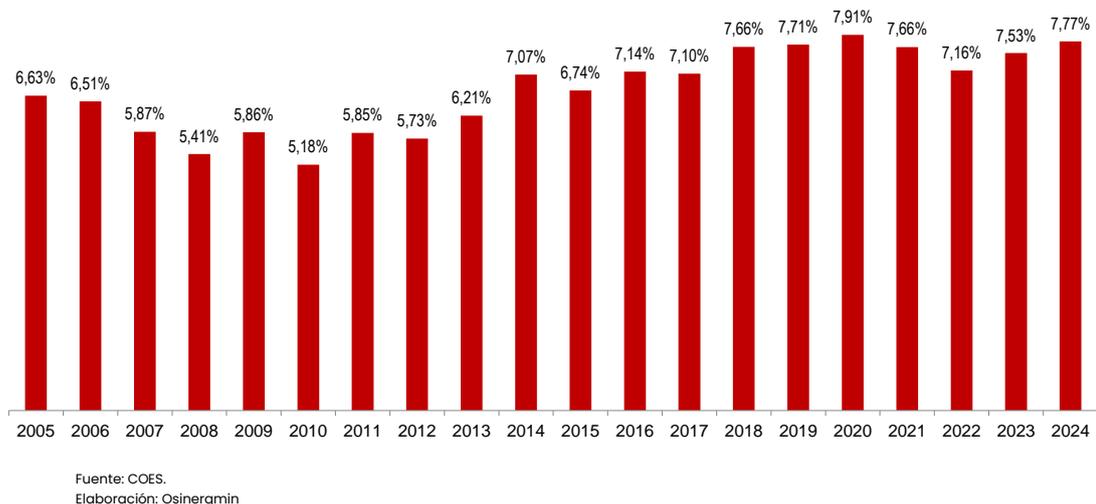
Año	Ventas (GWh)	Tasa Crec. anual
2025	37 243	3,53%
2026	38 559	3,53%
2027	39 925	3,54%

Fuente: Osinerghmin

### 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 11 proyectos: San Gabriel - Buenaventura, Expansión de Toromocho, Pampas del Pongo (Jinzha Mining Peru S.A), Minera Corocchohuayco, Proyecto Ariana, Los Chancas, Unidad Minera de Shahuindo, Ampliación Las Bambas, Terminales portuarios Chancay, Chancadora Pebbles y Proyecto Yumpag - Buenaventura que fueron informadas por las empresas, mediante cartas y también 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 (PP).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 Osinergrmin 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. Cabe indicar que, a la fecha de esta publicación, se ha considerado las cartas y/o correos recibidos hasta el 12 de febrero del 2025, debido a la premura de cerrar los cálculos oportunamente.

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 técnicado 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	

N°	Empresa	Carta/ correo electrónico	Reportó información sobre:	Fecha recepción
20	La Arena S.A.	Correo electrónico	Unidad minera La Arena. Fase I	19/01/2025
21	La Granja S.A.C. (Río 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	21/01/2025
			Pucamarca	
			Planta de Fundición y Refinería de Pisco	
26	Miski Mayo S.R.L.	Correo electrónico	Miski Mayo	21/01/2025
27	Quimpac S.A.	Correo electrónico	Quimpac Oquendo I	20/01/2025
			Quimpac Oquendo II	
			Planta Álcalis Paramonga	
28	Retamas S.A.	Carta S/N	Unidad Económica Administrativa Retamas	21/01/2025
29	Río 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	20/01/2025
			Ampliación de Planta Concentradora Polimetálica	
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	20/01/2025
			Expansión de la Concentradora de Cuajone	
			Expansión de la Fundición	
			Los Chancas	
			Michiquillay	
37	UNACEM	Correo electrónico	Planta Atocongo	20/01/2025
			Planta Condorcocha	
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	21/01/2025
			S.E. Gold Mill	
			Nuevas Plantas de Tratamiento de Aguas	
40	Yura S.A.	Correo electrónico	Planta Yura / Aumento de producción de cemento	28/01/2025

## Anexo B: Costo Variable No Combustible

A continuación, se presenta el análisis de la absolución de observaciones por parte del Subcomité de Generadores 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 de Generadores 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 tomo 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 31.01.2025, 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 Termoeléctricas:

Edgardo Wong L.	AIPSA
Efraim Wong L.	AGROAURORA
Carlos Izquierdo García	AGROINDUSTRIAS SAN JACINTO
Guillermo Vilanueva Arenas	BIOENERGÍA DEL CHIRA
Mario Zetola Bumeo	EGASA
Carlos Paredes Comejo-Roselló	EGESUR
Juan Flores Carahustio	ENEL GENERACIÓN PERÚ / ENEL GENERACIÓN PIURA
Pedro Cruz Vine	ENGIE
Daniel Carmac Gutiérrez	FENIX POWER PERÚ
Juan Cayo Mica	INFRAESTRUCTURA ENERGIA PERÚ
Helbert Galindo Hurtado	KALLPA GENERACION
Irwin Frisancho Triveño	PETRAMIS
Carlos Sora Dall'Osso	PLANTA ETEN
Francisco Yunta Toledo	SAMAY
Carlos López Montesinos	SHOUGESA
Guilherme Li	SMCV
Miluzka Cervantes Comejo	TERMOCHILCA
Alfredo Len Álvarez	TERMOSELVA
Ana María Rosas Pajuelo	

**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 Termoeléctrica" (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 termoeléctrica 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 DEJO PRADO  
Cargo: DIRECTOR EJECUTIVO  
Fecha: 30/06/2023 10:06:22

Aqj.- Lo Indicado  
C.c.: DD, DP, SFR, SCD, SEV, SMI, SGI, SNI, SPL, DIR, OSINERGHMIN (Ing. Leonidas Sayas - OSE)  
Exp.: 202300004816

• Av. Los Conquistadores N° 1140,  
San Isidro, Lima - Perú  
• +51 011 610495  
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 RLCE<sup>49</sup>.

### 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-EM<sup>50</sup>, 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,<sup>51</sup> se tiene que el precio de gas natural en boca de pozo aplicable durante el 2025 para los generadores eléctricos es de 2,1091

---

<sup>49</sup> **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 OSINERGHMIN; 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 OSINERGHMIN será considerado como precio del mercado interno. Asimismo, los criterios señalados serán aplicados en las fórmulas de reajuste correspondientes.

<sup>50</sup> Modificado por el Decreto Supremo N° 014-2006-EM.

<sup>51</sup> 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 enero 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.I.

Cabe mencionar que se tiene un precio referencial para la C.T. Oquendo TGI de 3,8609 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.

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

DESCRIPCION	UNIDAD	Ventania	Santa Rosa 1	Santa Rosa 2	Chilca 1	Chilca 2	Kallpa	Independencia	Las Flores	Quendo	Termohilca	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)		0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
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 (contrafo Generator - 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 (contrafo 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
<b>Precio Base de Pozo actualizado (incluye descuento)</b>	<b>USD/MMBTU</b>	<b>2,1091</b>										
<b>Precio Base Red Principal de Transporte (OSINERGHMIN)</b>	<b>USD\$/mililar m³</b>	<b>31,4384</b>										
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)		1,6700	1,6700	1,6700	1,6700	1,6700	1,6700	1,6700	1,6700	1,6700	1,6700	1,6700
PPiA (Ene-2003)		149,8	149,8	149,8	149,8	149,8	149,8	149,8	149,8	149,8	149,8	149,8
PPiB (Ene-2024)		250,2	250,2	250,2	250,2	250,2	250,2	250,2	250,2	250,2	250,2	250,2
Precio Red Principal de Transporte (OSINERGHMIN)	USD\$/mililar m³	50,63047	50,63047	50,63047	50,63047	50,63047	50,63047	50,63047	50,63047	50,63047	50,63047	50,63047
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 (OSINERGHMIN)	USD\$/mililar PC	1,4337	1,4337	1,4337	1,4337	1,4337	1,4337	1,4337	1,4337	1,4337	1,4337	1,4337
Poder Calorífico Superior (5)	MBTU/PC	1,0694	1,0694	1,0694	1,0694	1,0694	1,0694	1,0694	1,0694	1,0694	1,0694	1,0694
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
<b>Precio de Transporte</b>	<b>USD/MMBTU</b>	<b>1,2066</b>	<b>1,2066</b>	<b>1,2066</b>	<b>1,2076</b>	<b>1,2076</b>	<b>1,2069</b>	<b>1,2066</b>	<b>1,2059</b>	<b>1,2071</b>	<b>1,2066</b>	<b>1,2069</b>
tarifa promedio de Distribución (OSINERGHMIN)		20,57	21,50	22,85	20,57	20,57	20,57	20,57	20,57	22,85	20,57	20,57
Capacidad Contratada Diaria Mensual (CC)	US\$/mililar m³ (m3/d)	2100,000	61,976	0	2,986,911	955,404	371,0000	4,683,317	1,414,248	0	12,75,000	2,380,000
Capacidad Reservada Diaria (CRD)	US\$/mililar m³ (m3/d)	2100,000	61,976	0	2,587,705	955,404	4,683,317	4,683,317	4,683,317	20,0000	12,75,000	2,380,000
CC/CRD		1,0295	1,0295	1,0295	1,5235	1,5235	1,0941	1,0941	1,0941	0,0000	1,0000	1,0000
PCC		1,0000	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	46,401,739	3,178,637	7,330,997	84,678,341	69,44,924	91,274,416	1,268,130	33,384,750	3,036,818	21,014,151	56,957,052
<b>Tarifa Única de Distribución (OSINERGHMIN):</b>												
Margen Fijo de Comercialización (Nov-2024) (6)	US\$/Sm3(d)-mes	0,0790	0,0790	0,0790	0,0790	0,0790	0,0790	0,0790	0,0790	0,0790	0,0790	0,0790
Margen Fijo de Distribución (Nov-2024) (6)	US\$/Sm3(d)-mes	0,5466	0,5466	0,5466	0,5466	0,5466	0,5466	0,5466	0,5466	0,5466	0,5466	0,5466
Margen Variable de Distribución (Nov-2024) (6)	US\$/mililar m³	20,5615	20,5615	20,5615	20,5615	20,5615	20,5615	20,5615	20,5615	20,5615	20,5615	20,5615
Costo de Distribución (OSINERGHMIN)	US\$/mililar m³	20,57	21,50	22,85	20,57	20,57	20,57	20,57	20,57	22,85	20,57	20,57
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 de Distribución (OSINERGHMIN)	US\$/mililar PC	0,5824	0,6087	0,6469	0,5824	0,5824	0,5824	0,5824	0,5824	0,6469	0,5824	0,5824
Poder Calorífico Superior (5)	MBTU/PC	1,0694	1,0694	1,0694	1,0694	1,0694	1,0694	1,0694	1,0694	1,0694	1,0694	1,0694
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
<b>Precio Distribución</b>	<b>USD/MMBTU</b>	<b>0,4902</b>	<b>0,5123</b>	<b>0,5444</b>	<b>0,4906</b>	<b>0,4906</b>	<b>0,4898</b>	<b>0,4898</b>	<b>0,4901</b>	<b>0,5447</b>	<b>0,4905</b>	<b>0,4903</b>
<b>PRECIO TOTAL (Boca de pozo + Transporte + Distribución)</b>		<b>3,8059</b>	<b>3,8280</b>	<b>3,8601</b>	<b>3,8073</b>	<b>3,8073</b>	<b>3,8048</b>	<b>3,8157</b>	<b>3,8051</b>	<b>3,8609</b>	<b>3,8062</b>	<b>3,8063</b>

(1), (2) No se aplican factores de descuento A y B al Precio Contractual establecido en los Contratos de Suministro de gas natural de Consorcio Camisa.

(3) Descuento extraordinario aplicado por Pluspetrol. Para el año 2025, Pluspetrol no informó descuento (Cena PC-COMI-25-0030).

(4) Pluspetrol en su carta PPC-COMI-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 COES-SINAC (Enero 2025).

(6) Confiar a lo dispuesto por las Resoluciones Osinerghmin N° 079-2022-OS/CD y N° 138-2022-OS/CD

## 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 Tarifas en Barra", a partir del cual se obtiene el precio límite superior de 3,8060 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 2,9957; 2,8044; 2,5506; y 2,4795 USD/MMBTU, respectivamente. Dichos precios, debidamente actualizados con información al 31 de enero de 2025, resultan ser los mismos, al no 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	3,8059
C.T. Santa Rosa 1	3,8280
C.T. Santa Rosa 2	3,8601
C.T. Chilca 1	3,8073
C.T. Chilca 2	3,8073
C.T. Kallpa	3,8048
C.T. Flores	3,8051
C.T. Independencia	3,3157
C.T. Santo Domingo de Olleros	3,8062
C.T. Fenix	3,8063
C.T. Aguaytía	2,9957
TG4 de C.T. Malacas	2,8044
TG5 de C.T. Malacas	2,5506
TG6 de C.T. Malacas	2,4795
TG1 de C.T. Oquendo	3,8609(*)

(\*) 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 <sup>1</sup> (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 <sup>2</sup>	7.416	90	90	
EGESUR	4.59	11	15	
TERMOCHILCA	45.026	0	0	
FENIX POWER	85.90	15	75	

<sup>1</sup> 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.

<sup>2</sup> 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 regulación<sup>52</sup>. 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 de Generadores que en su propuesta consideraba el ingreso de dicha central en su Etapa 1 en enero 2025 con una potencia de 12,5 MW; sin embargo, considerando el EPO aprobado y los retrasos registrados, correspondía que el SUBCOMITÉ reevaluara la fecha propuesta y la potencia aprobada y/o sustentara lo propuesto en base a información actualizada proporcionada por el desarrollador del proyecto.

---

<sup>52</sup> 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 de Generadores 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 considerada 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 División de Supervisión de Electricidad del Osinergrmin ("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 febrero 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 de Generadores 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 de Generadores 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, continúan en proceso el montaje de los paneles solares con un avance del 95%.

En base a lo informado por la DSE se considera factible que el proyecto ingrese el cuarto trimestre del año 2025; por lo tanto, para la presente fijación se considera dicho proyecto a partir de octubre 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 de Generadores 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 de Generadores 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 de Generadores 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 de Generadores 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 febrero 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 de Generadores que incluía dicho proyecto a partir del mes de julio 2026; sin embargo, según lo informado por la División de Supervisión de Electricidad del Osinergmin, 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 de Generadores 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 considera su ingreso en diciembre 2026.

### **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 31.12.2024 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 de Generadores 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 de Generadores 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 de Generadores sobre la información correspondiente a los próximos ingresos en Operación Comercial; asimismo, se observó sobre las últimas Puestas en Operación Comercial. Con relación a ello, el SUBCOMITÉ adjunto información al respecto, lo cual se desarrolla a continuación según el caso correspondiente.

**C.H. Huallin**

Respecto a la POC (POC) de la C.H. Huallin I, se observó al Subcomité de Generadores 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 de Generadores 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 POC fue aprobada por el COES con 129,8 MW, se observó al Subcomité de Generadores 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 de Generadores 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.

**Otros Proyectos**

Respecto a otros proyectos, con relación a su propuesta se realizaron las siguientes observaciones al Subcomité de Generadores, analizando la absolucón 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 de Generadores 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 los ingresos posteriores a la quincena de un mes, se consideran a partir del mes siguiente.

En la ABSOLUCIÓN, el Subcomité de Generadores 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 de Generadores 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 de Generadores 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 de Generadores 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 de Generadores 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 División de Supervisión de Electricidad del Osinerghmin, 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 actualmente 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 División de Supervisión de Electricidad del Osinergmin, 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 de Generadores 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 de Generadores 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, actualmente no tiene EPO aprobado 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, al no tener EPO aprobado y 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	9,9	Jun-25
C.H. San Gabán III	209,3	Ago-25
C.S. San Martín	252,4	Oct-25
C.S. Sunny	204	Dic-25
C.H. Anashironi	20	Ene-26
C.S. Illa	396	Jul-26
C.S. Wayra Solar	94,2	Ago-26
C.S. Expansión Intipampa	51,7	Dic-26
C.S. Lupi	181,2	Dic-26
C.S. Characato	30	Mar-27
C.E. Caravelí	218,3	Mar-27
C.S. Solimana	250	Ago-27
C.S. Hanaqpampa	300,1	Set-27
C.E. Morrope	224	Oct-27
C.E. Guarango	330	Nov-27

## D.2 Plan de Obras de Transmisión

Respecto al programa de obras de transmisión se observó al Subcomité de Generadores que su programa y el programa presentado por el Subcomité de Transmisores del COES, 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 División de Supervisión de Electricidad del Osinergrmin, 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 División de Supervisión de Electricidad del Osinergrmin, 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 reevalúe 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, 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 en la presente etapa.

En base a lo expuesto y considerando la información de ambos subcomites, información actualizada alcanzada por la División de Supervisión de Electricidad del Osinergmin e información publicada por el 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 2.0, se muestra en el Cuadro D.2.

**Cuadro D.2**  
**Plan de Obras de Transmisión**

Fecha de Ingreso	Proyecto
Abr-25	Enlace 500 kV La Niña - Piura
May-25	Enlace 220 kV Chilca REP-Independencia (Tercer Circuito)
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

Fecha de Ingreso	Proyecto
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 de Generadores, 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 2023	Propuesto 2024
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 2023		Propuesto 2024	
		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](http://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 2023	Propuesto 2024
1	Ilo3 138kV - C. Ilo 138kV	58,7901	73,5
	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](http://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 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 EGEMSA 2024 .xlsx". Cabe resaltar que Osinerghmin 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 Osinerghmin

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 COyM

Para la determinación del COyM, se ha tenido en cuenta la información proporcionada por el SUBCOMITÉ y los análisis realizados por Osinerghmin. 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 3,728 S//USD correspondiente al 31 de enero de 2025.
- Para fines de actualización de los porcentajes de participación del SPT, Osinerghmin 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 diciembre de 2024.

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 28 786, según el detalle que se muestra en el Cuadro H.3.

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

<b>Operación</b>	<b>14 592</b>
Operación CC	291
Operación de Subestaciones	14 301
<b>Mantenimiento</b>	<b>6 006</b>
Líneas de Transmisión	0
Subestaciones	5 492
Mantenimiento CC y TEL	514
<b>Gestión</b>	<b>6 150</b>
Personal	3 447
No Personales	2 703
Costos No Personales sin Seguros	1 332
SEGUROS	1 371
<b>Seguridad</b>	<b>2 038</b>
<b>Costos Iniciales</b>	
<b>Sub Total COyM</b>	<b>28 786</b>

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

En este Anexo se describe el análisis efectuado por Osinerghmin 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, Osinerghmin, 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 Osinerghmin.

- 1.1 La empresa señala que, no es correcto lo indicado por Osinerghmin, 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		COSTOS DE GESTIÓN PERSONAL							M-501
EMPRESA: RED DE ENERGÍA DEL PERÚ (EMPRESA DE TRANSMISIÓN 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 : CONTRALORÍA									
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	366,518	
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 : ÁREA 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 C	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	

**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.4.2. 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 Osinerghmin 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 3,728 S//USD al 31 de enero de 2025.
- Para fines de actualización de los porcentajes de participación del SPT, Osinerghmin 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 diciembre 2024.

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 4 531 312, según el detalle que se muestra en el Cuadro I.4.

**Cuadro I.4**

**COyM del SPT de REP (en USD) – Análisis de Osinerghmin**

<b>OPERACIÓN</b>	<b>503 526</b>
Operación CC	36 526
Operación de Subestaciones	467 429
<b>MANTENIMIENTO</b>	<b>1 566 664</b>
Líneas de Transmisión	1 133 152
Subestaciones	384 077
Mantenimiento CC Y TEL	49 436
<b>GESTIÓN</b>	<b>2 299 840</b>
Personal	1 080 548
No Personales	1 219 292
Costos No Personales sin Seguros	748 007
SEGUROS	471 285
<b>SEGURIDAD</b>	<b>161 281</b>
<b>COSTOS INICIALES</b>	
<b>Sub Total COyM</b>	<b>4 531 312</b>

## Anexo J: 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.4.2. 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 3,728 S//USD correspondiente al 31 de enero 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 diciembre 2024.

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 740 393, según el detalle que se muestra en el Cuadro J.4.

**Cuadro J.4.** COyM del SPT DE ISA (en USD) – Análisis de Osinermin

<b>OPERACIÓN</b>	<b>69 483</b>
Operación CC	30 835
Operación de Subestaciones	38 648
<b>MANTENIMIENTO</b>	<b>173 791</b>
Líneas de Transmisión	108 900
Subestaciones	43 337
Mantenimiento CC y TEL	21 554
<b>GESTIÓN</b>	<b>472 021</b>
Personal	263 775
No Personales	208 246
Costos No Personales sin Seguros	132 553
SEGUROS	75, 693
<b>SEGURIDAD</b>	<b>25 097</b>
<b>Sub Total COyM</b>	<b>740 393</b>

## Anexo K: Costo de Operación y Mantenimiento de ANTAMINA

En este Anexo se describe el análisis efectuado por Osinergrmin 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, Osinergrmin, 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 Osinergrmin

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.4.2. 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 3,728 S//USD, correspondiente al 31 de enero 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 diciembre 2024.

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 22 050, según el detalle que se muestra en el Cuadro K.3.

**Cuadro K.3**

**COyM del SPT de ANTAMINA (en USD) – Análisis de Osinergmin**

<b>OPERACIÓN</b>	<b>3 081</b>
Operación CC	126
Operación de Subestaciones	2 956
<b>MANTENIMIENTO</b>	<b>8 698</b>
Líneas de Transmisión	0
Subestaciones	8 476
Mantenimiento CC y TEL	222
<b>GESTIÓN</b>	<b>8 216</b>
Personal	4 113
No Personales	4 103
Costos No Personales sin Seguros	1 866
SEGUROS	2 237
<b>SEGURIDAD</b>	<b>2 055</b>
<b>Sub Total COyM</b>	<b>22 050</b>

## Anexo L: 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 Osinerghmin

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.

### 4.1. 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 Osinerghmin 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 3,728 S//USD, correspondiente al 31 de enero de 2025.
- Para fines de actualización de los porcentajes de participación del SPT, Osinerghmin 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 diciembre de 2024.

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 28 968, 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**

<b>OPERACIÓN</b>	<b>6,469</b>
Operación CC	910
Operación de Subestaciones	5 560
<b>MANTENIMIENTO</b>	<b>7 066</b>
Líneas de Transmisión	0
Subestaciones	5 459
Mantenimiento CC y TEL	1 608
<b>GESTIÓN</b>	<b>13 688</b>
Personal	8 664
No Personales	5 024
Costos No Personales sin Seguros	2 942
SEGUROS	2 082
<b>SEGURIDAD</b>	<b>1 744</b>
<b>Sub Total COyM</b>	<b>28 968</b>

## **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](mailto: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
<b>Total valor estimado de la inversión</b>		<b>30 973 825</b>
4	Previsión para Solución de problemas de servidumbre	
4.1	Variantes Técnicas	4 610 138
4.2	Reasentamientos	579 652
<b>Total Previsión</b>		<b>5 189 790</b>

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 1, 220 kV	954 946
5	Gerenciamiento y supervisión	2 377 495
<b>Valor estimado de la inversión</b>		<b>32 006 441</b>
6	Previsión Reasentamiento de Viviendas	2 070 988
<b>Total</b>		<b>34 077 429</b>

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
<b>Total general</b>		<b>26 695 695</b>

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	<b>Azangaro (Provisional)</b>	<b>351 233</b>
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	<b>Piura Oeste (Provisional)</b>	<b>176 538</b>
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
	<b>Total Estimado de la Inversión</b>	<b>20 860 637</b>

(\*) 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
<b>Total general</b>		<b>22 739 737</b>

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
	<b>Total Estimado de la Inversión</b>	<b>3 066 672</b>

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
	<b>Total general</b>	<b>29 736 646</b>

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	<b>SET Huacho (Provisional)</b>	<b>427 300</b>
8	<b>SET Guadalupe (Provisional)</b>	<b>347 673</b>
9	<b>Alquiler Trafo y Equipos SET Guadalupe (Provisional)</b>	<b>220 286</b>
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
		<b>33 843 328</b>

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
<b>Total Estimado de la Inversión</b>		<b>4 731 811</b>

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
<b>Total Estimado de la Inversión</b>		<b>5 811 529</b>

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
<b>Total Estimado de la Inversión</b>		<b>7 078 600</b>

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)
<b>1.1</b>	SE Puno	4 288 232
<b>1.2</b>	SE Puno (Provisional)	460 578
<b>2</b>	SE Ayaviri	3 036 424
-	Gerenciamiento externo	442 469
-	Gerenciamiento REP	110 617
-	Supervisión de Obra	128 177
-	Intercalarios	196 025
		<b>8 662 522</b>

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
<b>Total Estimado de la Inversión</b>		<b>12 176 570</b>

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 recalculer 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-1120) 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
<b>Total Estimado de la Inversión</b>		<b>10 003 443</b>

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
<b>Total Estimado de la Inversión</b>		<b>28 809 364</b>

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
<b>Total Estimado de la Inversión</b>		<b>7 037 695</b>

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

Hasta la fecha, dicha ampliación no ha ingresado en operación comercial; sin embargo, se está considerando un cargo de peaje unitario para que se active una vez el proyecto ingrese en servicio y se comunique el cãacta respectiva, tanto por el concedente como por el MINEM, en cumplimiento del contrato.

**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	Inversión Adenda (USD)	Inversión Informe de Auditoría (USD)
Ampliación N° 11	5 811 529	10 676 751
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 (*)
<b>Total</b>	<b>348 397 252</b>	<b>448 323 070</b>

(\*) 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 94 926 452.

## **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 WPSOP3500 (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 WPSOP3500, 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 254,399, correspondiente al valor del mes de setiembre de 2023 (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  $254,399/149,9 = 1,6971$ ; en consecuencia, se tiene:

$$RAG (23) = USD 58 638 000 \times 1,6971 = USD 99 514 550$$

Asimismo, el valor de la RAA, expresada al 30 de abril de 2026, asciende a USD 94 926 452, 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 Osinermin. 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.

El monto de la RAG sumado con el valor de la RAA, resulta en el siguiente valor actualizado de la RA:

$$RA = USD 99 514 550 + USD 94 926 452 = USD 194 441 002$$

### **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@osinermin.gob.pe](mailto:silipest@osinermin.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											
Período: 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	38,924,917	54,938,566	14,549,408	16,142,168	14,672,185	16,278,385	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	16,125,375	-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	-367,977
9	Enero	vie, 14/02/2025	3.712	16,013,649	40,756,547	56,770,196	15,293,695	15,733,195	14,672,185	15,093,825	-639,370
10	Febrero	vie, 14/03/2025	3.712	16,013,649	40,756,547	56,770,196	15,293,695	15,585,309	14,672,185	14,951,949	-633,361
11	Marzo	sáb, 12/04/2025	3.712	16,013,649	40,756,547	56,770,196	15,293,695	15,438,814	14,672,185	14,811,406	-627,407
12	Abril	mié, 14/05/2025	3.712	16,013,649	40,756,547	56,770,196	15,293,695	15,293,695	14,672,185	14,672,185	-621,510
Total								187,993,311		185,551,759	-2,441,552

LIQUIDACIÓN TOTAL AÑO 23 (Valores expresados al 30/04/2025)										Valor al 30/04/2026
RA a Liquidar (USD) (A)	Recalculo RAA por Ampliaciones (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 (H=E+F+G+M)	Liquidación Total a aplicar a la RA año 24 (USD) (I)
185,551,759			185,551,759	187,993,311	-2,441,552	22,183	498		-2,418,872	-2,709,136

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 acta de POC y el informe de auditoría de las ampliaciones que no cuenten aún con dicha información a efectos de corregir los valores de la liquidación de ingresos.

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 2026, asciende a un saldo negativo de USD 2 441 552.

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, Osinerghmin 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 21 863 por ingresos de la RA y USD 514 por ingresos adicionales a la RAG. De este modo, el resultado de la liquidación, expresado al 30 de abril de 2024, es el siguiente:

$$- \text{USD } 2\,418\,872 = - \text{USD } 2\,441\,552 + \text{USD } 22\,183 + \text{USD } 498$$

En ese sentido, expresado al 30 de abril de 2026, el resultado de la liquidación es igual a un monto de USD -2 709 136.

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	Período	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	40,756,547	56,770,196	15,293,695	0.0118%	1,805	1,856
10	Febrero	14/03/2025	3.712	16,013,649	40,756,547	56,770,196	15,293,695	0.0118%	1,805	1,839
11	Marzo	12/04/2025	3.712	16,013,649	40,756,547	56,770,196	15,293,695	0.0118%	1,805	1,822
12	Abril	14/05/2025	3.712	16,013,649	40,756,547	56,770,196	15,293,695	0.0118%	1,805	1,805
Valor expresado al 30/04/2026									<b>22,183</b>	

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	342,256	0.0118%	40.39	42
10	202502	14/03/2025	3.712	342,256	0.0118%	40.39	41
11	202503	12/04/2025	3.712	342,256	0.0118%	40.39	41
12	202504	14/05/2025	3.712	342,256	0.0118%	40.39	40
Valor expresado al 30/04/2026							<b>498</b>

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 191 731 865, 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
<b>Remuneración Anual RA</b>	<b>191,731,865</b>
Remuneración Anual Garantizada RAG	99,514,550
Remuneración Anual por Ampliaciones RAA	94,926,452
<b>Total RA</b>	<b>194,441,002</b>
Liquidación Anual de la RA	-2,734,538
Saldo a favor del ITF	24,845
Recuperación del ITF Adic a la RAG	557
Ampliación menor	0
<b>Total RA</b>	<b>191,731,865</b>

### M.3 Remuneración de la RA

De acuerdo con el CONTRATO, Osinerghmin 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 Osinerghmin, 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”<sup>53</sup>.

- 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)**

Para el periodo 2025 – 2026, se consideran las compensaciones fijadas para las instalaciones de REP en el proyecto de Resolución que fija Tarifas y Compensaciones

<sup>53</sup> “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 los Sistemas Secundarios de Transmisión y Sistemas Complementarios de Transmisión para el periodo mayo 2025 hasta abril de 2029 (Resolución 025-2025-OS/CD).

El monto anual estimado del pago de los titulares de generación, RA1 (24), asciende a la suma de USD 60 853 126, 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 130 878 739, 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)	191 731 865
Pagos generadores RA1 (24)	60 853 126
Pagos consumidores RA2 (24)	130 878 739

### 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 20 680 218 (USD 49 540 por concepto de Ingreso Tarifario y USD 20 630 218 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 25 782 634. La suma de ambos montos resulta en USD 46 462 852, que es menor a la RA2(24), en USD 84 415 887. 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 110 198 521 (ver Cuadro M.28).

**Cuadro M.28**  
**Determinación de la RASST y RASPT (22)**

Concepto	USD
RA	191,731,865
RA1	60,853,126
RA2	130,878,739
RA2 SST	20,680,218
ITA	49,540
PSST	20,630,678
RA2 SPT	110,198,521

## Anexo N: Precio Básico de Potencia

### N.1 Análisis de la Propuesta del Subcomité de Generadores

#### N.1.1 Propuesta del Subcomité

El Subcomité de Generadores ("SCG") 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 SCG 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 SCG 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 SCG 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 SCG plantea una metodología de cálculo que establece en primer lugar el área de terreno, para ello considera el área de 14 000 m<sup>2</sup>, 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/m<sup>2</sup>.

iii. Pruebas y Puesta en Marcha

El SCG 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-valorem, 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 Osinerghmin 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 SCG:

- 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 SCG, 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 SCG 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 SCG 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 vigente al 31 de enero de 2025, de 10,51%, 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 SCG aplicó un factor de ajuste al monto regulado por Osinergmin 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 enero 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 de enero 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 Procedimiento<sup>54</sup>: SGT5-2000E y AE94.2K.

<sup>54</sup>6.3.2. 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.

**Cuadro N.2**

- MD<sub>año</sub> : 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<sub>ISO</sub> : 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.

## 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 Multiriesgo			318 628
Total anual			1 083 075

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 Multiriesgos, 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:

$$EOH = a * OBLOH + HOD + c * NAN$$

Dónde:

$$a = 1, b = 0,068, c = 10$$

HEO = Horas de Operación Equivalente

OBLOH = NAN \* HOA = Horas Operación carga base

HOD = b \* 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 enero 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 868,53 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 Costo KUS\$  
8 000

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\$)	7 053	9 335	10 305	11 370	12 268	13 347	14 188	16 405	17 343	18 396	19 277	20 271	21 099	23 654
Anualidad (KUS\$)	944	1 250	1 380	1 522	1 642	1 787	1 899	2 196	2 322	2 463	2 581	2 714	2 825	3 167
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)	27,02	17,88	13,16	10,89	9,40	8,52	7,76	7,86	7,38	7,05	6,71	6,47	6,22	6,47
CFNC Fijo (KUS\$/año)	<b>868,53</b>													

---

## **N.5 Resultados Finales**

Asimismo, de acuerdo con el Procedimiento, corresponde incluir el Margen de Reserva Firme Objetivo (MRFO) y la Tasa de Disponibilidad 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 354% 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 277,19 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			224,71	224,71
Montaje electromecánico		768,16	1 195,07	1 963,24
Pruebas y puesta en marcha			542,15	542,15
Supervisión		349,06	520,26	869,31
Gestiones de Adquisición de terreno (incluye sub estación)			324,58	324,58
Obras Preliminares y Cerco (incluye subestación)			133,51	133,51
Obras civiles			1 969,17	1 969,17
Suministro de sistema de combustible (incluye monitoreo continuo de emisiones)			1 515,03	1 515,03
Suministro de sistema contra incendio			207,52	207,52
Gastos Generales - Utilidad Contratista			1 343,48	1 343,48
Intereses Durante la Construcción (1)	6,75%	3 247,54	563,74	3 811,28
Costo Total de Inversión de la Central Termoeléctrica (CT <sub>CT</sub> )		51 357,89	8 915,17	60 273,05

CONEXIÓN ELECTRICA	TASA	Moneda Extranjera Miles USD	Moneda Nacional Miles USD	TOTAL Miles USD
Precio FOB		2 811,51		2 811,51
Transporte y Seguro Marítimo	4,00%	112,46		112,46
Aranceles ad-valorem	0,00%		0,00	0,00
Gastos de desaduanaje	0,80%		23,39	23,39
Transporte local			20,62	20,62
Obras civiles			40,54	40,54
Ingeniería, Montaje, Pruebas y puesta en servicio, suministro local			146,63	146,63
Supervisión			52,93	52,93
Gastos Generales - Utilidad Contratista			26,07	26,07
Intereses Durante la Construcción (1)	6,75%	197,37	20,94	218,31
Costo Total de Inversión de la Conexión Eléctrica (CT <sub>CE</sub> )		3 121,34	331,12	3 452,46

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%			
A anualidad del Costo Total de la Inversión de la Central Térmica ( aCT <sub>CT</sub> )		6 875,73	1 193,55	8 069,28

CONEXIÓN ELECTRICA		Miles USD / año	Miles USD / año	Miles USD / año
Vida Útil (años)	30			
Factor de Recupero de Capital	12,41%			
A anualidad del Costo Total de la Inversión de la Conexión Eléctrica ( aCT <sub>CE</sub> )		387,49	41,11	428,60

Costo Fijo Anual de Operación y Mantenimiento	Miles USD / año	Miles USD / año	Miles USD / año
Costo Fijo de Personal y Otros ( CFPyO )		1 083,07	1 083,07
Costos Fijos de Operación y Mantenimiento ( CFOyM )	868,53		868,53
Participación	77,82%	22,18%	
Costo Fijo anual de Operación y Mantenimiento ( CFaOyMe )	10,63	USD / kW-año	

A anualidad de la Inversión de la Unidad de Punta ( aINV )	46,29	USD / kW-año
Costo de Capacidad por Unidad de Potencia Estándar ( CCUPS )	56,92	USD / kW-año
Costo de Capacidad por Unidad de Potencia Efectiva ( CCUPE )	59,80	USD / kW-año
Precio Básico de la Potencia ( PBP )	74,35	USD / kW-año
<b>Precio Básico de la Potencia ( PBP )</b>	<b>277,19</b>	<b>\$/ kW-año</b>

Capacidad Estándar de la unidad de Punta ( CE <sub>ISO</sub> )	183,58	MW
Potencia Efectiva ( P <sub>EF</sub> )	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 = 10.5109523809524% vigente al 31.01.2025

## 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 CCUPE<sup>55</sup> 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 DLN<sup>56</sup>; 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,

<sup>55</sup> Costo de Capacidad por Unidad de Potencia Estándar.

<sup>56</sup> 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	8 504,71	1 943,43	58,62
Gas Natural (70%) y Diesel 2 (30%)	177,17	9 939,20	1 978,44	67,27
Costo Unitario Eficiente por Dualidad	2,55	S/ /kW-mes		
Cargo unitario por MW dual	0,000342	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%<sup>57</sup> 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

<sup>57</sup> 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  $36\% = 39\% * 0,9804 * 0,9876 * 0,9815$ .

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 m<sup>3</sup>.
- 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 2024 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, Fénix y Oquendo<sup>58</sup> (que suponen una potencia calificada como dual de 853,694 MW<sup>59</sup>) resulta que el CUCSS para las unidades que no son RF es igual a 0,292 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:

---

<sup>58</sup> 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).

<sup>59</sup> Según las potencias efectivas con diesel 2 publicadas en el Sistema de Información del COES (SICOES).

- i) Se actualicen los Precios en Barra a nivel generación, en este caso se aplicará el FAPPM<sup>60</sup>, o
- 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 <sub>NRF</sub>	:	Cargo Unitario por Compensación por Seguridad de Suministro para las unidades que no son RF.
CUSSS0 <sub>NRF</sub>	:	0,292 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 Osinermin al 31 de enero de 2025. Conforme a la información tomada del Sistema de Información del COES (SICOES) a través de su página <a href="http://sicoes.coes.org.pe/apppublico/FichaTecnica/FichaTecnica">http://sicoes.coes.org.pe/apppublico/FichaTecnica/FichaTecnica</a>

#### O.4 Cargo para cada Planta de Reserva Fría

En el artículo 6 del DL-1041, se establece que Osinermin 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

<sup>60</sup> 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.

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 Osinerghmin:

$$\text{Precio Ajustado} = \text{Oferta} \times \text{Factor} \times \text{TC}$$

$$\text{Factor} = a \times \frac{IPP_{a3500}}{IPP_0} \times \frac{IPP}{IPP_{a4131}} + b \times \frac{IPM}{IPM_0} \times \frac{TC_0}{TC}$$

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 <sub>a3500</sub>	:	Valor publicado como definitivo del mes de agosto 2015 del índice WPSSOP3500. En tal sentido dicho valor es 193,0.
IPP <sub>0</sub>	:	Valor del Índice WPSSOP3500 a la fecha de la POC, para el primer reajuste.
IPP <sub>a4131</sub>	:	Valor publicado como definitivo del Índice WPSFD4131 del mismo mes IPP <sub>a3500</sub> . 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 <sub>0</sub>	:	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<sub>0</sub> : 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 (Dic-24)	277,314646	193,4	255,7	3,728	1,2983	2,61%
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 (Dic-24)	277,314646	193,4	255,7	3,728	1,2948	2,62%
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 (Dic-24)	277,314646	193,4	255,7	3,728	1,2771	2,48%
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 (Dic-24)	-	-	255,7	-	1,3077	3,86%
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 (Dic-24)	-	-	255,7	-	1,3077	3,86%

#### 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-017-2025 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 octubre – diciembre 2024”, donde reporta lo siguiente:

1. Las compensaciones por participación en el Mercado de Corto Plazo de las centrales de Reserva Fría, hasta diciembre de 2024.
2. Las compensaciones por demora en el arranque y por energía no suministrada de las centrales de Reserva Fría, hasta diciembre de 2024.

3. Los montos de recaudación por el Cargo Adicional de Seguridad de Suministro, que fueron transferidos a las centrales de Reserva Fría, hasta diciembre de 2024.

Como resultado de esta revisión, más la proyección de recaudación para los meses de enero 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/	187,213,594
Saldo pendiente	S/	-72,804
Periodo de Recuperación	meses	12
<b>CUCSS por RF de Ilo</b>	<b>S//kW-mes</b>	<b>2,091</b>

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/	84,620,523
Saldo pendiente	S/	-1,915,718
Periodo de Recuperación	meses	12
<b>CUCSS por RF de Talara</b>	<b>S//kW-mes</b>	<b>0,924</b>

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/	97,797,213
Saldo pendiente	S/	-44,017
Periodo de Recuperación	meses	12
<b>CUCSS por RF de Eten</b>	<b>S//kW-mes</b>	<b>1,092</b>

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/	20,609,770
Saldo pendiente	S/	412
Periodo de Recuperación	meses	12
<b>CUCSS por RF de Pucallpa</b>	<b>S//kW-mes</b>	<b>0,230</b>

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/	11,881,680
Saldo pendiente	S/	-466
Periodo de Recuperación	meses	12
<b>CUCSS por RF de Puerto Maldonado</b>	<b>S//kW-mes</b>	<b>0,133</b>

## 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	0,035
C.H. Santa Cruz II	0,054
C.H. Santa Cruz I	0,047
C.H. Poechos 2	0,012
C.H. Roncador	0,034
C.H. La Joya	0,009

Central	Cargo por Prima S/ /kW-mes
C.H. Carhuaquero IV	0,188
C.H. Caña Brava	0,062
C.T. Huaycoloro	0,157
C.H. Huasahuasi I	0,093
C.H. Huasahuasi II	0,091
C.H. Nuevo Imperial	0,019
Repartición Solar 20T	0,488
Majes Solar 20T	0,489
Tacna Solar 20T	0,626
Panamericana Solar 20T	0,634
C.H. Yanapampa	0,025
C.H. Las Pizarras	0,213
C.E. Marcona	0,219
C.E. Talara	0,325
C.E. Cupisnique	0,902
C.H. Runatullo III	0,186
C.H. Runatullo II	0,155
CSF Moquegua FV	0,240
C.H. Canchayllo	0,000
C.T. La Gringa	0,063
C.E. Tres Hermanas	0,603
C.H. Chancay	0,126
C.H. Rucuy	0,000
C.H. Potrero	0,129
C.H. Yarucaya	0,116
C.S. Rubí	0,000
C.H. Renovandes HI	0,084
C.S. Intipampa	0,000
C.E. Wayra I	0,000
C.B. Huaycoloro II	0,028
C.H. Angel I	0,033
C.H. Angel II	0,085
C.H. Angel III	0,077
C.H. Her	0,002
C.H. Carhuac	0,028
C.H. El Carmen	0,050
C.H. 8 de Agosto	0,128
C.H. Manta I	0,000
C.T. B. Callao	0,022
<b>Total</b>	<b>6,877</b>

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 contrato<sup>61</sup>).
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 contrato<sup>62</sup>).
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 contrato<sup>63</sup>).
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:

---

<sup>61</sup> **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.

<sup>62</sup> **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.

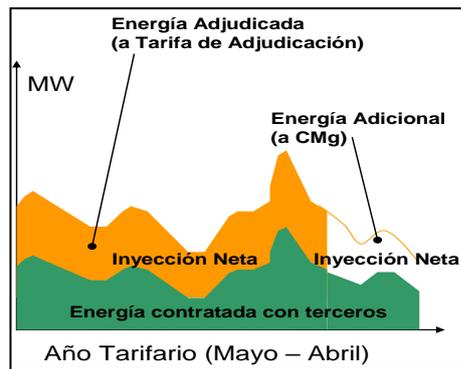
**Ingreso Garantizado:** Ingreso anual que percibirá la Sociedad Concesionaria por las inyecciones netas de energía hasta el límite de la Energía Adjudicada remuneradas a la Tarifa de Adjudicación. Se aplicará únicamente durante el Plazo de Vigencia de la Tarifa de Adjudicación correspondiente.

**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.

<sup>63</sup> **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.

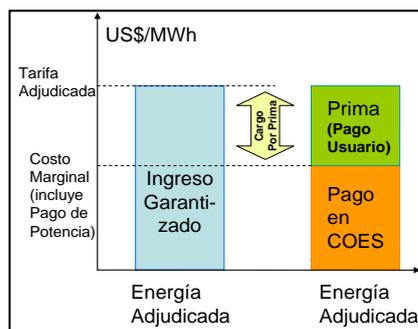
La primera determinación de la Prima se efectuará considerando la proporción de Energía Adjudicada correspondiente a la alícuota del periodo comprendido desde el inicio del Plazo de Vigencia hasta el fin del respectivo Periodo Tarifario.

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.

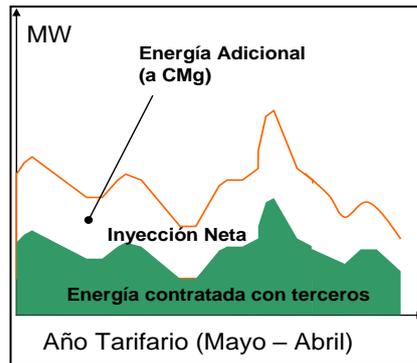
Figura P.2



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-018-2025 "Saldo mensual a compensar a la generación de electricidad con recursos energéticos renovables (estimado/ejecutado) hasta enero 2025".

En este sentido, la propuesta de estimación de la Prima, 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 de las centrales para los meses de febrero 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 enero de 2025 (255,658), y será actualizado al valor de marzo de 2024.

## 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 febrero 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	524 638,80	3 457 047,59
Ch Santa Cruz II	485 112,95	1 436 635,22
Ch Santa Cruz I	432 337,47	1 294 450,07
Ch Poechos 2	-517 899,19	976 353,17
Ch Roncador	48 110,34	1 182 333,47
Ch La Joya	-828 260,19	2 475 076,27
Ch Carhuaquero Iv	2 202 267,30	4 098 941,23
Ch Caña Brava	438 311,87	1 196 332,46
Ct Huaycoloro	1 139 175,03	2 550 350,88
C.H. Huasahuasi I	1 079 089,45	2 026 100,10
C.H. Huasahuasi II	1 042 733,92	1 956 213,43
C.H. Nuevo Imperial	250 285,41	999 145,70
Reparticion Solar 20t	3 622 716,24	9 482 857,96
Majes Solar 20t	3 637 377,91	9 515 987,83
Tacna Solar 20t	4 567 429,79	11 992 689,52
Panamericana Solar 20T	4 673 315,32	12 256 090,43
C.H. Yanapampa	262 850,59	924 637,32
C.H. Las Pizarras	619 172,97	2 999 529,48
C.E. Marcona	1 167 422,25	7 119 727,51
CE Talara	3 087 029,34	8 376 886,06
CE Cupisnique	8 202 278,29	20 414 909,11
CH Runatullo III	1 695 829,56	3 607 633,48
C.H. Runatullo II	1 456 072,07	3 155 790,10
CS Moquegua FV	1 941 945,58	4 981 435,31
CH Canchayllo	-853 415,42	596 967,01
CT La Gringa V	760 271,17	1 069 197,99
CE Tres Hermanas	6 933 207,64	20 367 205,64
C.H. Chancay	1 590 781,06	5 180 564,63
C.H. Rucuy	-1 934 017,20	1 511 464,22
C.H. Potrero	402 795,86	2 014 381,89
C.H. Yarucaya	1 583 631,86	3 044 413,22
C.S. Rubí	-2 239 155,21	10 747 375,17
C.H. Renovandes HI	1 306 411,85	4 600 604,18
C.S. Intipampa	-1 151 994,40	2 741 944,88
C.E. Wayra I	-30 711 851,74	3 323 859,62
C.B. Huaycoloro II	155 654,83	580 601,27
C.H. Angel I	1 419 883,80	4 335 302,83
C.H. Angel II	1 613 031,90	4 340 356,62
C.H. Angel III	1 530 145,86	4 331 473,15
C.H. Her	-25 949,48	178 460,59
C.H. Carhuac	624 163,71	2 394 510,93
C.H. El Carmen	658 158,29	1 450 505,56
C.H. 8 De Agosto	1 931 134,34	3 900 556,35
C.H. Manta I	-2 407 615,60	1 207 790,70
C.T.B. Callao	262 906,33	559 265,18
<b>Total</b>	<b>22 677 522,515</b>	<b>196 953 955,318</b>

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 S/ /kW-mes
Central Cogeneración Paramonga	0,178
C.H. Santa Cruz II	0,086
C.H. Santa Cruz I	0,077
C.H. Poechos 2	0,021
C.H. Roncador	0,055
C.H. La Joya	0,074
C.H. Carhuaquero IV	0,282
C.H. Caña Brava	0,073
C.T. Huaycoloro	0,165
C.H. Huasahuasi I	0,139
C.H. Huasahuasi II	0,134
C.H. Nuevo Imperial	0,056
Repartición Solar 20T	0,587
Majes Solar 20T	0,589
Tacna Solar 20T	0,741
Panamericana Solar 20T	0,758
C.H. Yanapampa	0,053
C.H. Las Pizarras	0,162
C.E. Marcona	0,371
C.E. Talara	0,513
C.E. Cupisnique	1,281
C.H. Runatullo III	0,237
C.H. Runatullo II	0,206
CSF Moquegua FV	0,310
C.H. Canchayllo	0,000
C.T. La Gringa	0,082
C.E. Tres Hermanas	1,222
C.H. Chancay	0,303
C.H. Rucuy	0,000
C.H. Potrero	0,108
C.H. Yarucaya	0,207
C.S. Rubí	0,381
C.H. Renovandes H1	0,264
C.S. Intipampa	0,071
C.E. Wayra I	0,000
C.B. Huaycoloro II	0,033
C.H. Angel I	0,258
C.H. Angel II	0,267
C.H. Angel III	0,262
C.H. Her	0,007
C.H. Carhuac	0,135
C.H. El Carmen	0,094
C.H. 8 de Agosto	0,261
C.H. Manta	0,000
C.T. Callao	0,037
<b>Total</b>	<b>11,140</b>

## 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 Osinerghmin (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° 137-2025-GRT ha calculado el Monto Estimado Total a Compensar para el periodo mayo 2025 – abril 2026 el cual asciende a USD 9 624 839 o su equivalente de S/ 35 881 400 considerando el Tipo de Cambio al 31 de enero de 2025<sup>64</sup>, 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 - 99 977 equivalente a S/ - 372 713 considerando el Tipo de Cambio al 31 de enero 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.

---

<sup>64</sup> Tipo de cambio = 3,728 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)	1,577	-249,658	144,216	58,406	7,215	36,530	19,533	-117,796	-99,977
Monto Teórico a Compensar (Periodo Mayo 2025 - Abril 2026)	86,721	1,306,172	2,313,714	3,173,924	136,476	1,591,992	855,888	259,928	9,724,816
<b>Monto Total a Compensar</b> (Periodo Mayo 2025 - Abril 2026) Valores Actualizados al 01/02/2024	<b>88,298</b>	<b>1,056,513</b>	<b>2,457,930</b>	<b>3,232,331</b>	<b>143,692</b>	<b>1,628,522</b>	<b>875,421</b>	<b>142,133</b>	<b>9,624,839</b>

## 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.

MC<sup>65</sup> : 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 7 457,05 MW.

Como resultado, el Peaje Unitario Anual por Compensación FISE a aplicarse para el periodo 2025 – 2026 resulta 0,401 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	0,92%
Orygen Perú (Ex Enel Generación)	10,98%

<sup>65</sup> 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° 137-2025-GRT de la División de Gas Natural, el saldo es de USD - 99 977. 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	25,54%
Kallpa Generación	33,58%
SDF Energía	1,49%
Fenix Power Perú	16,92%
Termochilca	9,10%
Termoselva	1,48%
<b>Total a Compensar</b>	<b>100,0%</b>

---

#### 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 División de Supervisión de Electricidad del Osinergmin 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 División de Supervisión de Electricidad del Osinergmin 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 Osinergmin 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 Osinergmin a la Carta C-G-1461-2022/EGS.
- El 14 de octubre de 2022, con Oficio N° 1051-2022-OS-GSE-DSE/SGE, Osinergmin 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 Osinergmin 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 División de Supervisión de Electricidad del Osinergmin 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 División de Supervisión de Electricidad, y cuyos resultados serán incluidos en las correspondientes actualizaciones trimestrales del cargo de corresponder.

Al respecto, una vez culminado este proceso se efectuará la liquidación final correspondiente de ser el caso.

## **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 División de Supervisión de Electricidad del Osinerghmin 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 División de Supervisión de Electricidad del Osinerghmin 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 División de Supervisión de Electricidad del Osinerghmin (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 División de Supervisión de Electricidad del Osinerghmin 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 División de Supervisión de Electricidad del Osinerghmin, 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. En ese sentido, se ha realizado la proyección correspondiente relacionada a la operación de dicha generación a la fecha informada.

Adicionalmente, Hidrandina ha presentado la siguiente información:

- Mediante cartas N° HDNA-GR/CF-1329-2024 y N° HDNA-GR/CF-0076-2025, 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 ha alcanzado contrataciones adicionales para la operación de la generación adicional, lo cual se sustenta hasta la quincena de febrero 2025; en ese sentido se ha considerado preliminarmente la proyección de la generación estimada en base a dichas contrataciones, cuyos costos incurridos 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 del Sistema 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 División de Supervisión de Electricidad del Osinergmin. 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 División de Supervisión de Electricidad del Osinergmin.

**Cuadro R.1**

A compensar a Electro Oriente (S/)	85 758
A compensar a Hidrandina (S/)	9 539 629
Total a Compensar (S/)	9 625 387
Máxima Demanda Ventas (MW)	7 457,054
Período de Recuperación (meses)	12
Cargo Unitario CCSE (S//kW-mes)	0,108

En conclusión, para los siguientes 12 meses, se deberá compensar el monto de S/ 9 625 387 de los cuales el 99,1 % corresponde a la empresa Hidrandina S.A. y el 0,9 % 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, Osinermin 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:

$$\text{Precio Ajustado} = \text{Oferta} \times \text{Factor} \times \text{TC}$$

$$\text{Factor} = a \times \frac{\text{IPP}}{\text{IPP}_0} + b \times \frac{\text{IPM}}{\text{IPM}_0} \times \frac{\text{TC}_0}{\text{TC}}$$

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<sub>0</sub> : 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<sub>0</sub> : 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.

$TC_0$  : 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 3,728 S//USD, correspondiente al valor del 31 de enero de 2025.
- Para el ingreso por potencia y montos recaudados se tomará en cuenta la información reportada por el COES hasta el 31 de enero 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/	230,475,398
Saldo pendiente	S/	-600
Ingreso de Potencia Mayo 2025 - Abril 2026	S/	0
Periodo de Recuperación	meses	12
<b>CUCGE - NES Puerto Bravo</b>	<b>S/ /kW-mes</b>	<b>2,576</b>

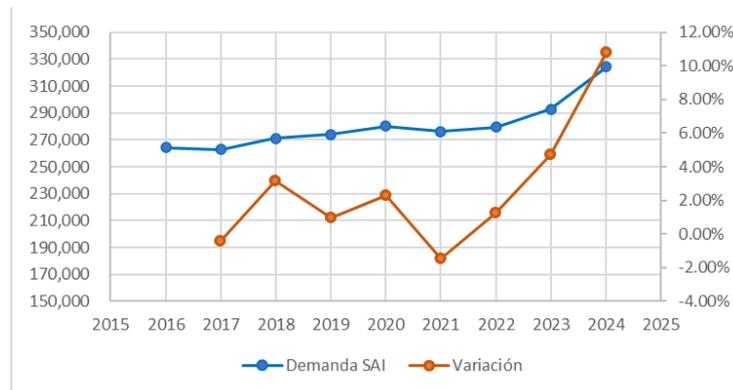
**Cuadro S.2**  
**CUCGE para la CT NEPI**

<b>CT NEPI</b>		
Potencia Adjudicada	MW	600
Precio por Potencia - Contrato	USD/MW-mes	7,135,18
Remuneración Mayo 2025 - Abril 2026	S/.	191,519,647
Saldo pendiente	S/.	-6,564,404
Ingreso de Potencia Mayo 2025 - Abril 2026	S/.	0
Periodo de Recuperación	meses	12
<b>CUCGE - NES Ilo</b>	<b>S/ /kW-mes</b>	<b>2,067</b>

## 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, Osinergmin 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.

**Tabla 3. Generating Unit Statistical Brochure 4 2019-2023 – All Units Reporting (NERC)**

Generator Category/Classification	# Units	Unit-Year(UAH)	PH	EFDH	ESDH	EFDRHS	EDDH	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 001-999	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	78.13	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	49.38	243.79	11.43	4.44	179.37	97.85	25.41	55.17	46.41	78.9	75.83	10.12	14.46	10.93	15.87	5.23	
FOSSIL All Fuel Types 400-599	189	799.83	1,720.33	8,477.04	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	69.84	63.86	80.87	77.69	8.64	11.62	9.96	13.09	6.04	
FOSSIL Coal Primary 001-999	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	221.3	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	8.97	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 001-999	15	66.58	1,749.93	6,917.42	561.52	17.2	149.66	578.73	17.2	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																							
FOSSIL Oil Primary 300-399																							
FOSSIL Oil Primary 400-599																							
FOSSIL Oil Primary 600-799																							
FOSSIL Oil Primary 800-999																							
FOSSIL Oil Primary 1000 Plus																							
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 001-999	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	77.96	75.99	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	8,450.57	259.11	64.41	117.5	323.52	12.4	6.3	115.36	97.42	14.75	44.39	33.49	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	64.28	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 indisponibilidad 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 contingencias 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%
<b>Promedio</b>	<b>21,8%</b>

**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

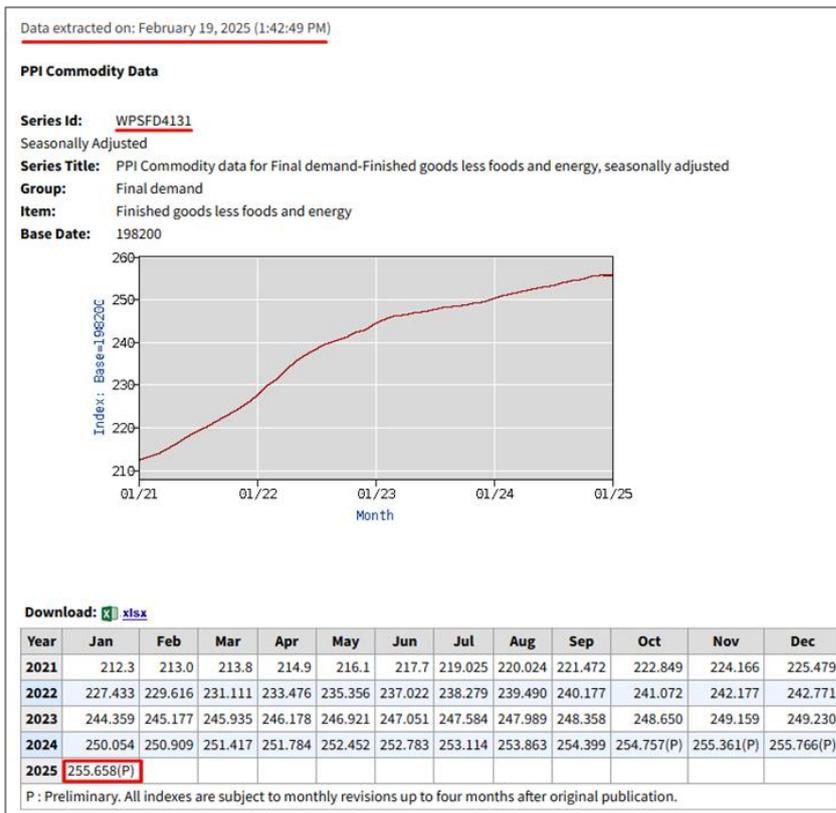
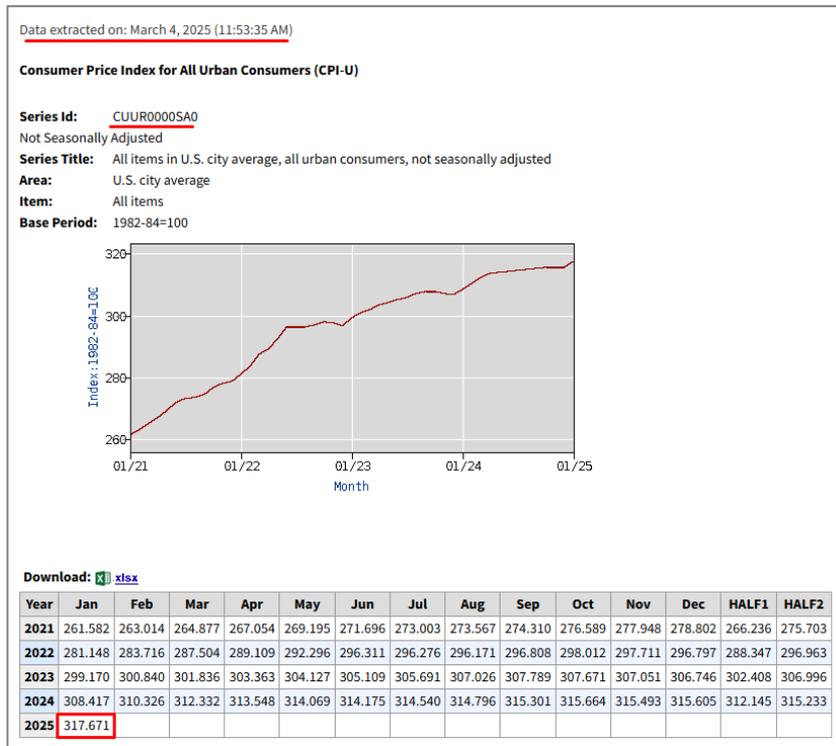
**Tabla 9.** Evaluación del Margen de Reserva del SAI - 2028

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: Índices de precios

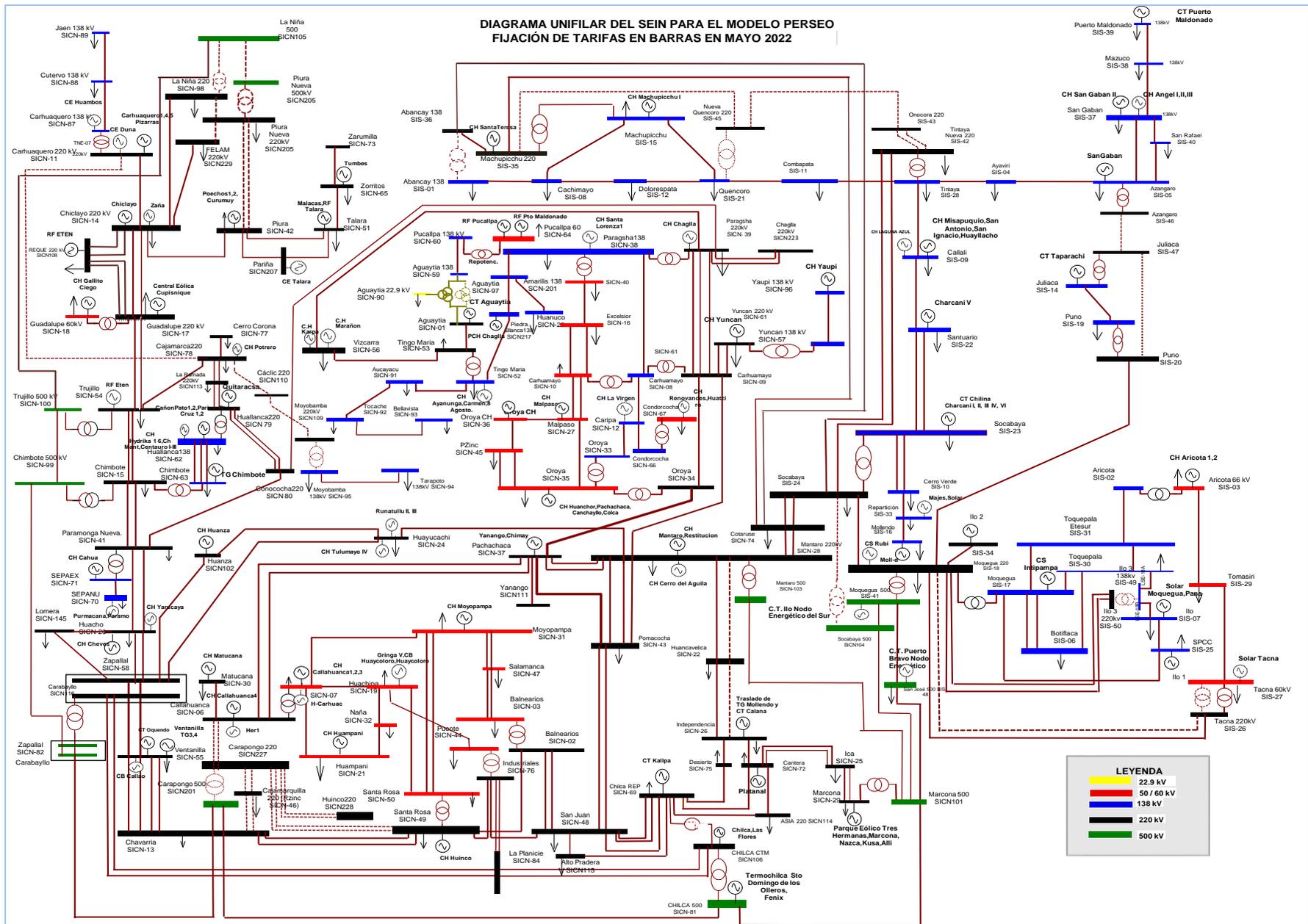
- IPC (CUUR000SA0) e IPP (WPSFD4131)



Fuente: Oficina de Estadísticas Laborales o Bureau of Labor Statistics. U.S. Department of Labor.  
<https://data.bls.gov/cgi-bin/srgate>

## **Anexo V: Información Complementaria**

- **Diagrama Unifilar del SEIN**
- **Precios de combustibles**





## LISTA DE PRECIOS DE COMBUSTIBLES CON IMPUESTOS

LISTA COMB-10-2025  
VIGENCIA A PARTIR DEL 31.01.2025

PRECIOS CON IMPUESTOS NO INCLUYEN DESCUENTOS Y FISE

PLANTAS	G L P SOLES/KG	GASOLINA PREMIUM	GASOLINA REGULAR	GASOLINA 84	DIESEL B5 UV	DIESEL B5	SOLES/GLN	
							PETROLEO INDUSTRIAL N° 6	PETROLEO INDUSTRIAL 500
TALARA	3.4810	16.4185	13.0121				11.6230	
PIURA		16.6224	13.2160					
ETEN			13.4709					
SALAVERRY		16.7116	13.4326					
CHIMBOTE			13.4836				11.9357	11.7941
SUPE		16.5460	13.3307					
CALLAO	3.5046	16.4185	13.0121					
CONCHAN		16.4058	12.9994				11.3516	11.1864
C. DE PASCO			14.0698		14.3016	16.5672		
PISCO		16.7881	13.4072					
MOLLENDO		17.2214	13.8150					11.8059
JULIACA			14.5796					
CUSCO			14.7963					
ILO		17.3552						
EL MILAGRO			14.4139					
TARAPOTO		17.9478	14.5414		14.0597	17.6115		

### 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			11.5344	10.9600	13.5400	
IQUITOS		12.8196	12.0366	11.2300	13.1200	10.1100
PUCALLPA		11.8044		10.7700	13.1100	
PTO. MALDONADO	16.6752	13.7268				

### IMPUESTOS APLICADOS A ESTAS PLANTAS

RODAJE % (*)		8%	8%	8%		
--------------	--	----	----	----	--	--

GERENCIA CORPORATIVA PLANEAMIENTO Y GESTIÓN

LISTA COMB-09-2025  
VIGENCIA A PARTIR DEL 30.01.2025

(\*) 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-10-2025  
VIGENCIA A PARTIR DEL 31.01.2025

PRECIOS CON IMPUESTOS NO INCLUYEN DESCUENTOS Y FISE

PLANTAS	DIESEL B5 UV S-50	DIESEL B5 S-50	GASOHOL PREMIUM	GASOHOL REGULAR
TALARA	13.6408	16.5554	16.0145	15.1196
PIURA	13.8414	16.7560	16.2184	15.2343
ETEN	13.9358	16.8504		15.5146
SALAVERRY	13.9594	16.8740	16.2821	15.4509
CHIMBOTE	13.8296	16.8386		15.5401
SUPE	13.6998	16.7088	16.1419	15.3999
CALLAO	13.6408	16.5554	16.0145	15.1196
CONCHAN	13.6408	16.5554	16.0145	15.1196
C. DE PASCO				16.1009
PISCO	13.8768	16.9094	16.3203	15.4637
MOLLENDO	14.1954	17.2280	16.7919	15.8970
JULIACA	14.5140	17.7118		16.6616
CUSCO	14.4550	17.8180		16.8782
ILO	14.2426	17.4050	16.8811	
EL MILAGRO	13.9712	18.0894		16.6998
TARAPOTO	14.1659	18.4847		

### 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	12.1200	15.1400

(\*) 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

LISTA COMB-10-2025  
 VIGENCIA A PARTIR DEL 31.01.2025  
 PRECIOS CON IMPUESTOS NO INCLUYEN DESCUENTOS Y FISE  
 COMBUSTIBLES ELÉCTRICOS

PLANTAS	DIESEL B5 G. E.	DIESEL B5 S-50 G. E.	PETRÓLEO INDUSTRIAL 6 G. E.
TALARA	15.6822	16.5554	10.7852
PIURA	15.8828	16.7560	
ETEN	15.9772	16.8504	10.8324
SALAVERRY	16.0008	16.8740	10.8678
CHIMBOTE	15.9654	16.8386	
SUPE	15.8946	16.7088	10.7734
CALLAO	15.6822	16.5554	10.6790
CONCHAN	15.6822	16.5554	10.6554
C. DE PASCO	16.5672		
PISCO	16.0952	16.9094	
MOLLENDO		17.2280	10.8442
JULIACA		17.7118	
CUSCO		17.8180	
ILO	16.5318	17.4050	10.8560
EL MILAGRO		18.0894	11.1038
TARAPOTO	17.6115	18.4847	

#### 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

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	

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 31-01-2025

#### Precios de Referencia (Soles/galón)

Plantas	Diesel B5 <sup>(1)</sup>	Residual 6	Residual 500
Talara	9,66	7,28	
Piura	9,85		
Eten	9,95		
Salaverry	9,95		
Chimbote	9,85		7,38
Supe	9,76		
<b>Callao</b>	<b>9,66</b>	<b>7,06</b>	<b>6,96</b>
Conchán	9,66	7,06	6,96
Cerro de Pasco	10,05		
Pisco	9,85		
Mollendo	10,14		7,45
Juliaca	10,43		
Cuzco	10,34		
Ilo	10,14		
El Milagro	9,95		
Tarapoto	10,05		
Yurimaguas	10,63		
Iquitos	10,92	8,27	
Pucallpa	10,43		
Pto. Maldonado	11,79		
<b>PR1P (Promedio Enero)</b>	<b>9,66</b>	<b>7,06</b>	<b>6,96</b>

#### Factores de Ubicación geográfica por Planta de Ventas

Plantas	Diesel B5 <sup>(1)</sup>	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		
<b>Callao</b>	<b>1,00</b>	<b>1,00</b>	<b>1,00</b>
Conchán	1,00	1,00	1,00
Cerro de Pasco	1,04		
Pisco	1,02		
Mollendo	1,05		1,07
Juliaca	1,08		
Cuzco	1,07		
Ilo	1,05		
El Milagro	1,03		
Tarapoto <sup>(2)</sup>	1,04		
Yurimaguas	1,10		
Iquitos	1,13	1,17	
Pucallpa	1,08		
Pto. Maldonado	1,22		

\* 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 : 01/02/2024 31/01/2025

#### RESULTADOS DE LOS TRES CARBONES MÁS BARATOS

Componentes del Precio de Paridad de Importación	Origen Unidades	RUSIA Baltic	COLOMBIA Bolivar (6450) Kcal/Kg	COLOMBIA Bolivar (6300) Kcal/Kg	PROMEDIO
<b>FOB</b>	<b>US\$/ton</b>	<b>74,38</b>	<b>84,06</b>	<b>82,91</b>	<b>80,45</b>
<b>Flete (*)</b>	<b>US\$/ton</b>	29,84	23,05	23,05	25,31
<b>Seguro</b>	<b>US\$/ton</b>	0,08	0,08	0,08	0,08
Costo cruce por canal de Panamá	<b>US\$/ton</b>	0,00	5,17	5,17	3,45
<b>CIF</b>	<b>US\$/ton</b>	<b>104,30</b>	<b>107,20</b>	<b>106,05</b>	<b>105,85</b>
Tasa Arancelaria	%CIF	0%	0%	0%	0%
<b>Arancel</b>	<b>US\$/ton</b>	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>Impuesto Selectivo</b>	<b>US\$/ton</b>	14,80	14,80	14,80	14,80
<b>Otros</b>		2,15	2,16	2,15	2,15
<b>PPI</b>	<b>US\$/ton</b>	<b>121,25</b>	<b>124,16</b>	<b>123,00</b>	<b>122,80</b>
PCS	Kcal/Kg	6.400	6.450	6.300	6.383
<b>PPI Eq. PCI Standard</b>	<b>US\$/ton</b>	<b>118,22</b>	<b>120,12</b>	<b>121,83</b>	<b>120,06</b>

**DATOS CONSIDERADOS:**

FOB - Coal International Report:	01/02/24	al	31/01/25
Estadísticas Import. Perú	01/05/23	al	31/01/25
Estadísticas Import. Chile	01/12/23	al	30/11/24

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

<b>Poder Calorífico Standard</b>	Superior (HHV)	6.240,00 Kcal/Kg	Tipo de Cambio	S./US\$
	Inferior (LHV)	6.000,00 Kcal/Kg	31/01/2025	3,728

## 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 de Generadores 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 de Generadores del COES.
7. "Propuesta Tarifaria del Subcomité de Transmisores del COES Fijación de Tarifas 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.