
Informe Complementario de los Recursos de Reconsideración

Contra la Resolución N° 051-2024-OS/CD

Lima, mayo de 2024

Resumen Ejecutivo

Dentro del Proceso de Fijación de Tarifas en Barra, las empresas Amazonas Energía Solar S.A.C., Transmisora Eléctrica del Sur S.A.C., Transmisora Eléctrica del Sur 2 S.A.C., Transmisora Eléctrica del Sur 4 S.A.C., Red Eléctrica del Sur S.A., Concesionaria Línea de Transmisión CCNCM S.A.C., Red de Energía del Perú S.A., Interconexión Eléctrica Isa Perú S.A., Consorcio Transmantaro S.A., Sociedad Eléctrica del Sur Oeste S.A., y Empresa de Administración de Infraestructura Eléctrica S.A. y dentro del plazo legal, interpusieron recursos de reconsideración contra la Resolución N° 051-2024-OS/CD (en adelante “Resolución 051”) que estableció las Tarifas en Barra para el periodo mayo 2024 – abril 2025.

Como resultado del análisis de los recursos de reconsideración contra la Resolución 051, los mismos que están comprendidos en los informes que contienen la motivación que sustenta la decisión de Osinerghmin en cada caso; así como, el análisis de aquellos temas en los que Osinerghmin de oficio considera pertinente efectuar, en el marco del presente proceso regulatorio, se recomienda disponer lo siguiente:

- La modificación del Peaje por Conexión y Peaje por Conexión Unitario al Sistema Principal de Transmisión de Red de Energía del Perú S.A.
- La modificación del Peaje de Transmisión y Peaje de Transmisión Unitario.
- Actualizar los Precios en Barra de Sistemas Aislados.
- Actualizar el Mecanismo de Compensación para Sistemas Aislados.
- Actualizar los Factores de Actualización de los Sistemas Aislados.
- Incorporación de la aplicación de la Opción Tarifaria BT5-I para los Sistemas Aislados.

CONTENIDO

| | | |
|-----------|---|-----------|
| 1. | INTRODUCCIÓN | 2 |
| 1.1. | OBJETIVO | 2 |
| 1.2. | PROCESO DE REGULACIÓN TARIFARIA | 2 |
| 2. | MODIFICACIONES A LA RESOLUCIÓN 051 | 5 |
| 2.1. | REAJUSTE DE LA LIQUIDACIÓN DE LA RA | 5 |
| 2.2. | MODIFICACIÓN DEL PEAJE DE TRANSMISIÓN POR ACTUALIZACIÓN DEL IPP | 10 |
| 2.3. | MODIFICACIÓN DE LA LIQUIDACIÓN ANUAL DEL REFUERZO 2 DEL CONTRATO SGT CHILCA-PLANICIE-ZAPALLAL | 10 |
| 2.4. | MODIFICACIÓN DE LOS CARGOS DEL SPT Y SGT | 10 |
| 2.4.1 | <i>Recálculo del Peaje por Conexión al SPT y Peaje de Transmisión del SGT</i> | 11 |
| | <i>Cuadro N° 9</i> | 11 |
| 2.5. | ANÁLISIS DE OFICIO | 13 |
| 2.5.1 | <i>Precio en bloque de media y base en los Sistemas Aislados</i> | 13 |
| 2.5.2 | <i>Factor de Ajuste de Repuestos para el Costo Variable No Combustible de la Central Térmica Iquitos Nueva</i> | 14 |
| 2.6. | MODIFICACIÓN DE LOS PRECIOS EN BARRA DE SISTEMAS AISLADOS | 14 |
| 2.6.1 | <i>Precios por Sistemas Aislados Típicos</i> | 14 |
| 2.6.2 | <i>Precios en Barra de Sistemas Aislados</i> | 15 |
| 2.6.3 | <i>Mecanismo de Compensación para Sistemas Aislados</i> | 15 |
| 2.6.4 | <i>Factores de Actualización</i> | 16 |
| 3. | CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES | 18 |
| 3.1. | CONCLUSIONES | 18 |
| 3.2. | VALORES Y DISPOSICIONES A CONSIGNAR EN RESOLUCIÓN COMPLEMENTARIA DE PRECIOS EN BARRA | 18 |
| 3.2.1 | <i>Precios en Barra de Energía en Sistemas Aislados</i> | 18 |
| 3.2.2 | <i>Peajes por Conexión y de Transmisión Unitarios en el SEIN</i> | 19 |
| | <i>Cuadro N° 4</i> | 19 |
| 3.2.3 | <i>Tarifario y Peaje de Transmisión de SPT y SGT</i> | 20 |
| 3.2.4 | <i>Sistemas Aislados</i> | 21 |
| 3.2.5 | <i>Compensación Anual de Sistemas Aislados</i> | 22 |
| 3.2.6 | <i>Precio en Barra Efectivo de Sistemas Aislados</i> | 22 |
| 3.2.7 | <i>Incorporar el artículo 22 a la Resolución N° 051-2024-OS/CD para efectos de la aplicación de la Opción Tarifaria BT5-I para los Sistemas Aislados</i> | 23 |

1. Introducción

1.1. Objetivo

El presente informe tiene como objetivo consolidar lo dispuesto en las resoluciones que resuelven los recursos de reconsideración interpuestos contra la Resolución N° 051-2024-OS/CD (Resolución 051-2024), mediante la cual se fijó las Tarifas en Barra del periodo mayo 2024 – abril 2025; así como, incorporar el análisis de aquellos temas en los que Osinerghmin de oficio considera pertinente efectuar correcciones en la Resolución 051 en ejercicio de la facultad rectificatoria de la administración, en el marco del presente proceso regulatorio y de liquidación de ingresos anuales.

Para la preparación del presente informe se ha tomado como base la normatividad vigente establecida en la Ley N° 27332, “Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos”; en el Reglamento General de Osinerghmin, aprobado por Decreto Supremo N° 054-2001-PCM; en el Decreto Ley N° 25844, “Ley de Concesiones Eléctricas” (LCE); en el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas (RLCE), aprobado por Decreto Supremo N° 009-93-EM, en lo dispuesto en el Texto Único Ordenado de la Ley N° 27444, “Ley del Procedimiento Administrativo General” (LPAG); en lo dispuesto en la Ley N° 27838, “Ley de Transparencia y Simplificación de los Procedimientos Regulatorios de Tarifas”; en la Ley N° 28832 “Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la Generación Eléctrica” (Ley N° 28832) y sus reglamentos; y, en el Contrato de Concesión Sistemas de Transmisión Eléctrica ETECEN – ETESUR.

En lo que sigue del presente informe, por cada aspecto tratado se presenta el análisis técnico-económico efectuado por Osinerghmin y se establecen las conclusiones y recomendaciones al respecto.

1.2. Proceso de Regulación Tarifaria

De conformidad con lo dispuesto por el artículo 46 de la LCE, los Precios en Barra y sus respectivas fórmulas de reajuste, son fijados anualmente por Osinerghmin y entran en vigencia en el mes de mayo de cada año.

El proceso de Regulación Tarifaria del periodo mayo 2024 – abril 2025 se inició el 14 de noviembre de 2023 con la presentación del “Estudio Técnico Económico de Determinación de Precios de Potencia y Energía en Barras para la Fijación Tarifaria de Mayo 2024” y “Propuesta Tarifaria del Subcomité

de Transmisores del COES Fijación de Tarifas en Barra Periodo Mayo 2024 – Abril 2025” remitidos a Osinerghmin por los Subcomités de Generadores y Transmisores del COES mediante las cartas SCG-024-2023 y STCOES 10-2023, respectivamente (en adelante “ESTUDIO”).

Osinerghmin, en cumplimiento del Anexo A del Procedimiento para Fijación de Precios Regulados (en adelante “PROCEDIMIENTO”) aprobado mediante Resolución N° 080-2012-OS/CD, convocó la realización de una Audiencia Pública para que los Subcomités de Generadores y Transmisores del COES expusieran el contenido y sustento del ESTUDIO, la misma que se realizó el 28 de noviembre de 2023.

Luego, Osinerghmin presentó sus observaciones al ESTUDIO las cuales fueron subsanados por los Subcomités de Generadores y Transmisores del COES de acuerdo con el artículo 52¹ de la LCE.

Posteriormente, se efectuó: i) El 08 de marzo de 2024, la publicación del Proyecto de Resolución que fija los Precios en Barra y de la relación de la información que la sustenta, ii) la Audiencia Pública de fecha 13 de marzo de 2024, y iii) la recepción de opiniones y sugerencias de los interesados respecto a la mencionada publicación; conforme a lo dispuesto en los literales g), h) e i) del PROCEDIMIENTO, respectivamente.

El 15 de abril de 2023, Osinerghmin, en cumplimiento de lo establecido en el artículo 43 de la LCE², publicó la Resolución N° 051-2024-OS/CD (en adelante “Resolución 051-2024”) con la cual se fijó las Tarifas en Barra para el período mayo 2024 – abril 2025.

Hasta el 7 de mayo de 2024, las empresas Samay I S.A.C., Sociedad Eléctrica del Sur Oeste S.A., Electro Ucayali S.A., Transmisora Eléctrica del Sur S.A.C., Transmisora Eléctrica del Sur 2 S.A.C., Transmisora Eléctrica del Sur 4 S.A.C., Red Eléctrica del Sur S.A., Concesionaria Línea de Transmisión

¹ **Artículo 52º.-** OSINERG efectuará sus observaciones, debidamente fundamentadas, a las propuestas de los Precios en Barra.

Los responsables deberán absolver las observaciones y/o presentar un nuevo estudio, de ser necesario.

Absueltas las observaciones o vencido el término sin que ello se produjera, OSINERG procederá a fijar y publicar las tarifas y sus fórmulas de reajuste mensuales, antes del 30 de abril de cada año.

² **Artículo 43º.-** Estarán sujetos a regulación de precios:

a) La transferencia de potencia y energía entre generadores, los que serán determinados por el COES, de acuerdo a lo establecido en el artículo 14º de la Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica.

Esta regulación no regirá en el caso de contratos entre generadores por la parte que supere la potencia y energía firme del comprador.

b) Los retiros de potencia y energía en el COES que efectúen los Distribuidores y Usuarios Libres, los mismos que serán determinados de acuerdo a lo establecido en el artículo 14º de la Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica;

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

d) Las ventas de energía de Generadores a concesionarios de distribución destinadas al Servicio Público de Electricidad; excepto, cuando se hayan efectuado Licitaciones destinadas a atender dicho Servicio, conforme a la Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica.

e) Las ventas a usuarios de Servicio Público de Electricidad.

CCNCM S.A.C., Consorcio Transmantaro S.A., Red de Energía del Perú S.A., Interconexión Eléctrica Isa Perú S.A., Generadora de Energía del Perú S.A.C. y Empresa de Administración de Infraestructura Eléctrica S.A., dentro del plazo legal, interpusieron recursos de reconsideración contra la Resolución 051-2024. Los alcances de los recursos de reconsideración interpuestos se analizan en los respectivos informes que contienen la motivación que sustenta la decisión de Osinerghmin en cada caso, cumpliendo de esta manera con el requisito de validez de los actos administrativos a que se refiere el numeral 4 del artículo 3 de la LPAG.

El Consejo Directivo de Osinerghmin convocó a una tercera Audiencia Pública dentro del proceso regulatorio para que las instituciones, empresas y demás interesados que presentaron recursos de reconsideración contra la Resolución 051 pudieran exponer el sustento de sus respectivos recursos, la misma que se realizó el 16 de mayo de 2024, con la participación de los representantes de las empresas recurrentes.

2. Modificaciones a la Resolución 051

2.1. Reajuste de la Liquidación de la RA

Corresponde, de conformidad con la norma “Procedimiento de Liquidación Anual de los Ingresos por el Servicio de Transmisión Eléctrica del SPT, SGT y Contrato ETECEN-ETESUR”, aprobada mediante Resolución N° 055-2020-OS/CD, que se publique el Reajuste de Liquidación de la Remuneración Anual (RA) dentro de los 50 días siguientes a la publicación de la Liquidación, la misma que tuvo lugar el 15 de abril de 2024.

Al respecto, atendiendo a lo establecido en el numeral 6.3.3 del citado Procedimiento hasta el 25 de mayo de cada año, REP debe presentar a Osinerghmin, el Reajuste de la Liquidación de Ingresos, con la información real de todo el Período de Liquidación, conjuntamente con copia de los comprobantes de pago de los meses de enero a abril del respectivo año.

El Reajuste de Liquidación consiste en la revisión que Osinerghmin realiza cada año, a efectos de reajustar la Remuneración Anual de REP y modificar los peajes de transmisión respectivos con la información de todo el periodo de liquidación, incluyendo los meses de enero a abril, de modo que con dichos reajustes lo recaudado o pendiente de recaudar por parte de la concesionaria, sea lo que jurídica y contractualmente le corresponda.

Mediante correos s/n del 24 y 25 de mayo de 2024, REP presentó la información complementaria para el reajuste de la liquidación anual de su contrato de concesión, por lo que resulta procedente la publicación del Reajuste de Liquidación de la Remuneración Anual.

Asimismo, de acuerdo al análisis del Informe N° 348-2024-GRT, sobre el recurso de reconsideración de REP contra la Resolución 051, corresponde considerar los valores exactos del ingreso tarifario y el IPP definitivo de noviembre (disponible a la fecha de aprobación de la Resolución 052) para efectos del cálculo de Liquidación Anual de REP.

Liquidación de la RA (22) (mayo 2023 – abril 2024)

Se determinó el valor actualizado de la liquidación de la RA que asciende a USD – 4 358 087, cuyo detalle se muestra en el Cuadro N° 1.

Cuadro N° 1. Liquidación de la RA (Periodo Mayo 2023 – Abril 2024)

| LIQUIDACION DE LA RA | | | | | | | | | | | | |
|---------------------------------|-------------------------|-----------------|-------|--------------------------------|------------|------------|------------|----------------------------|------------|----------------------------|----------------------|------------|
| Periodo: Mayo 2023 a Abril 2024 | | | | | | | | | | | | |
| Mes | Fecha de Tipo de Cambio | Tipo de Cambio | US D | Montos Facturados Mensualmente | | | | | RA mensual | | Saldo de liquidación | |
| | | | | RA1 S/ | RA2 S/ | Total S/ | Total USD | Valor a Abril del 2024 USD | USD | Valor a Abril del 2024 USD | | |
| 1 | Mayo | mié, 14/06/2023 | 3.652 | 16,013,649 | 38,782,026 | 54,795,675 | 15,004,292 | 16,646,899 | 14,432,858 | 16,012,858 | -633,991 | |
| 2 | Junio | vie, 14/07/2023 | 3.567 | 16,013,649 | 38,557,099 | 54,570,748 | 15,298,780 | 16,814,030 | 14,432,858 | 15,862,344 | -951,686 | |
| 3 | Julio | lun, 14/08/2023 | 3.703 | 16,013,649 | 38,522,961 | 54,536,610 | 14,727,683 | 16,034,224 | 14,432,858 | 15,713,244 | -320,980 | |
| 4 | Agosto | jue, 14/09/2023 | 3.712 | 16,013,649 | 38,720,202 | 54,733,851 | 14,745,111 | 15,902,304 | 14,432,858 | 15,565,546 | -336,758 | |
| 5 | Septiembre | vie, 13/10/2023 | 3.850 | 16,013,649 | 38,677,453 | 54,691,102 | 14,205,481 | 15,176,320 | 14,432,858 | 15,419,236 | 242,916 | |
| 6 | Octubre | mar, 14/11/2023 | 3.777 | 16,013,649 | 38,976,750 | 54,990,399 | 14,559,280 | 15,408,093 | 14,432,858 | 15,274,301 | -130,792 | |
| 7 | Noviembre | jue, 14/12/2023 | 3.772 | 16,013,649 | 38,897,212 | 54,910,861 | 14,557,492 | 15,261,390 | 14,432,858 | 15,130,729 | -130,661 | |
| 8 | Diciembre | vie, 12/01/2024 | 3.696 | 16,013,649 | 39,099,043 | 55,112,692 | 14,911,443 | 15,485,516 | 14,432,858 | 14,988,506 | -497,010 | |
| 9 | Enero | mié, 14/02/2024 | 3.877 | 16,013,649 | 39,190,766 | 55,204,415 | 14,238,952 | 14,648,141 | 14,432,858 | 14,847,620 | 199,479 | |
| 10 | Febrero | jue, 14/03/2024 | 3.677 | 16,013,649 | 39,050,438 | 55,064,087 | 14,975,275 | 15,260,818 | 14,432,858 | 14,708,058 | -562,760 | |
| 11 | Marzo | vie, 12/04/2024 | 3.707 | 16,013,649 | 39,277,611 | 55,291,260 | 14,915,365 | 15,056,894 | 14,432,858 | 14,569,808 | -497,086 | |
| 12 | Abril | mar, 14/05/2024 | 3.728 | 16,013,649 | 38,626,969 | 54,640,618 | 14,656,818 | 14,656,818 | 14,432,858 | 14,432,858 | -223,960 | |
| Total | | | | | | | | | | | 182,525,108 | -3,826,286 |

| LIQUIDACION TOTAL AÑO 22 (Valores expresados al 30/04/2024) | | | | | | | | | | | Valor al 30/04/2025 |
|---|--|--|--|--|-------------------------|--------------------------------|--|---|-------------------------------------|--|---------------------|
| RA a Liquidar (USD) (A) | Recalculo RAA por Ampliaciones (USD) (B) | Monto percibido en exceso por error tipo de cambio -2023 (R) | Recalculo RA a Liquidar 22 (USD) (C=A+B+R) | Valor actualizado de los montos facturados (USD) (D) | Liquidación USD (E=C-D) | Recuperación del ITF (USD) (F) | Recuperación del ITF Adic a la RAG (USD) (G) | Remuneración Única por Ampliaciones Menores (USD) (H) | Liquidación Total (USD) (H+E+F+G+H) | Liquidación Total a aplicar a la RA año 22 (USD) (I) | |
| 182,525,108 | | -531,799 | 181,993,309 | 186,351,396 | -4,358,087 | 21,989 | 514 | | -4,335,584 | -4,855,854 | |

| ACTUALIZACIÓN DE LA RA (Valores expresados al 30/04/2025) | | | | |
|---|---------------|------------------|--|-----------------------|
| RAG (Actualizada Año 23) (USD) (J) | RAA (USD) (K) | RA (USD) (L=J+K) | Liquidación Total a aplicar a la RA año 22 (USD) (I) | RA año 23 (USD) (L+I) |
| 87,450,482 | 92,857,120 | 180,407,612 | -4,855,854 | 185,551,759 |

Como se indicó en el Informe N° 210-2024-GRT, en el presente proceso se ha determinado un monto en exceso percibido por REP en el periodo mayo 2023 – abril 2024, por un error material en el cálculo del tipo de cambio para los meses de enero a abril 2024, equivalente a USD 531 799.

Por otro lado, de acuerdo a lo establecido en la Cuarta Cláusula de la Adenda al CONTRATO suscrita el 26 de julio del 2006, se debe agregar el Monto de Recuperación por ITF USD 21 989 por ingresos de la RA y USD 514 por ingresos adicionales a la RAG.

$$USD - 4\ 335\ 584 = - 4\ 358\ 087 + 21\ 989 + 514$$

Este monto expresado al 30 de abril de 2025 es igual a USD – 4 855 854.

En el Cuadro N° 2 se muestra el detalle del monto de la recuperación del ITF por ingresos de la RA:

Cuadro N° 2. ITF de los Montos Correspondientes a los Movimientos de Entrada y Salida Asociados a la RAG

| Nro | Período | Tipo de Cambio | | Facturación Mensual | | | | Factor ITF | ITF (USD) | Valor Presente (USD) |
|-------------------------------|------------|----------------|--------------|---------------------|------------|------------|------------|------------|-----------|----------------------|
| | | Fecha | Cambio (USD) | RA1 | RA2 | Total | Total USD | | | |
| 1 | Mayo | 14/06/2023 | 3.652 | 16,013,649 | 38,782,026 | 54,795,675 | 15,004,292 | 0.0118% | 1,770 | 1,964 |
| 2 | Junio | 14/07/2023 | 3.567 | 16,013,649 | 38,557,099 | 54,570,748 | 15,298,780 | 0.0118% | 1,805 | 1,984 |
| 3 | Julio | 14/08/2023 | 3.703 | 16,013,649 | 38,522,961 | 54,536,610 | 14,727,683 | 0.0118% | 1,738 | 1,892 |
| 4 | Agosto | 14/09/2023 | 3.712 | 16,013,649 | 38,720,202 | 54,733,851 | 14,745,111 | 0.0118% | 1,740 | 1,876 |
| 5 | Septiembre | 13/10/2023 | 3.850 | 16,013,649 | 38,677,453 | 54,691,102 | 14,205,481 | 0.0118% | 1,676 | 1,791 |
| 6 | Octubre | 14/11/2023 | 3.777 | 16,013,649 | 38,976,750 | 54,990,399 | 14,559,280 | 0.0118% | 1,718 | 1,818 |
| 7 | Noviembre | 14/12/2023 | 3.772 | 16,013,649 | 38,897,212 | 54,910,861 | 14,557,492 | 0.0118% | 1,718 | 1,801 |
| 8 | Diciembre | 12/01/2024 | 3.696 | 16,013,649 | 39,099,043 | 55,112,692 | 14,911,443 | 0.0118% | 1,760 | 1,827 |
| 9 | Enero | 14/02/2024 | 3.877 | 16,013,649 | 39,190,766 | 55,204,415 | 14,238,952 | 0.0118% | 1,680 | 1,728 |
| 10 | Febrero | 14/03/2024 | 3.677 | 16,013,649 | 39,050,438 | 55,067,017 | 14,976,072 | 0.0118% | 1,767 | 1,801 |
| 11 | Marzo | 12/04/2024 | 3.707 | 16,013,649 | 39,277,611 | 55,291,260 | 14,915,365 | 0.0118% | 1,760 | 1,777 |
| 12 | Abril | 14/05/2024 | 3.728 | 16,013,649 | 38,626,969 | 54,640,618 | 14,656,818 | 0.0118% | 1,729 | 1,729 |
| Valor expresado al 30/04/2025 | | | | | | | | | | 21,989 |

En el Cuadro N° 3 se muestra el detalle del monto de la recuperación del ITF por los Ingresos Adicionales a la RAG:

Cuadro N° 3. ITF de los Montos Correspondientes a los Ingresos Adicionales a la RAG

| Nro | Período | Tipo de Cambio | | Facturación Mensual (USD) | Factor ITF | ITF (USD) | Valor Presente (USD) |
|-------------------------------|------------|----------------|--------------|---------------------------|------------|-----------|----------------------|
| | | Fecha | Cambio (USD) | | | | |
| 1 | Mayo | 14/06/2023 | 3.652 | 337,679 | 0.0118% | 39.85 | 44 |
| 2 | Junio | 14/07/2023 | 3.567 | 335,263 | 0.0118% | 39.56 | 43 |
| 3 | Julio | 14/08/2023 | 3.703 | 332,221 | 0.0118% | 39.20 | 43 |
| 4 | Agosto | 14/09/2023 | 3.712 | 340,128 | 0.0118% | 40.13 | 43 |
| 5 | Septiembre | 13/10/2023 | 3.850 | 380,572 | 0.0118% | 44.91 | 48 |
| 6 | Octubre | 14/11/2023 | 3.777 | 334,835 | 0.0118% | 39.51 | 42 |
| 7 | Noviembre | 14/12/2023 | 3.772 | 339,205 | 0.0118% | 40.03 | 42 |
| 8 | Diciembre | 12/01/2024 | 3.696 | 354,823 | 0.0118% | 41.87 | 43 |
| 9 | Enero | 14/02/2024 | 3.877 | 344,830 | 0.0118% | 40.69 | 42 |
| 10 | Febrero | 14/03/2024 | 3.677 | 352,905 | 0.0118% | 41.64 | 42 |
| 11 | Marzo | 12/04/2024 | 3.707 | 350,751 | 0.0118% | 41.39 | 42 |
| 12 | Abril | 14/05/2024 | 3.728 | 333,983 | 0.0118% | 39.41 | 39 |
| Valor expresado al 30/04/2025 | | | | | | | 514 |

Cabe señalar que, estos valores han variado con respecto a los valores determinados en la publicación de la Resolución 052.

Proyección de la RA (22) (2024 – 2025)

Finalmente, con base en las actualizaciones y ajustes anteriores, el monto total que corresponderá cobrar a REP por el periodo 2024 –2025 resulta en USD 185 551 759, expresado al 30 de abril de 2025, conforme se muestra en el Cuadro N° 4.

Cuadro N° 4. Cálculo de la RA de REP

| Concepto | USD |
|---|--------------------|
| Remuneración Anual RA | 185 551 759 |
| Remuneración Anual Garantizada RAG | 97 450 492 |
| Remuneración Anual por Ampliaciones RAA | 92 957 120 |
| Total RA | 190 407 612 |
| Liquidación Anual de la RA | -4 881 058 |
| Saldo a favor del ITF | 24 628 |
| Recuperación del ITF Adic a la RAG | 576 |
| Ampliación menor | 0 |
| Total RA | 185 551 759 |

El monto de la RA calculado en la etapa de publicación ascendía a USD 184 868 447, debiendo ser actualizado por el nuevo monto determinado equivalente a USD 185 551 759.

Pago de la RA (22)

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 Sistema Principal de Transmisión (en adelante “SPT”) y Sistema Secundario de Transmisión (en adelante “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 debe basarse en la determinación de los “Factores de Distribución Topológicos.”³

- El pago de los consumidores finales RA2(n) debe establecerse mediante la siguiente diferencia:

$$RA2(n) = RA(n) - RA1(n)$$

- El pago RA2(n) tiene dos componentes: El RA_{SST}(n) (Pago de los consumidores por el Sistema Secundario de Transmisión) compuesto por las tarifas y compensaciones por el SST, y el RA_{SPT}(n) (Pago de los consumidores por el Sistema Principal de Transmisión) conformado por el Ingreso Tarifario Esperado más el Peaje por Conexión del SPT, establecidos según el procedimiento señalado en el numeral 5.2 del Anexo 7 del CONTRATO, que se cita a continuación:

“ ...

- A. Se determina las compensaciones correspondientes a las instalaciones de los Sistemas Secundarios de Transmisión de aplicación a la demanda (RASST(n)), de conformidad con las Leyes Aplicables y en particular según lo establecido en el artículo 139º 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 RASST(n) no se deben incluir las instalaciones que Generan Ingresos Adicionales a la RAG aplicables a la demanda.*
- B. Se determina las compensaciones correspondientes a las instalaciones del Sistema Principal de Transmisión (RASPT(n)), de conformidad con las Leyes aplicables.*
- C. Se calcula la suma (RASST(n)+ RASPT(n)).*
- D. Si la suma calculada en C) resulta superior al valor de RA2(n), se procede a efectuar un reajuste en los peajes de los Sistemas Secundarios de Transmisión aplicable a los Usuarios Regulados comprendidos en la RASST(n), hasta que la suma de las compensaciones sea igual a la RA2(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.*
- E. Si la suma calculada en C) fuese inferior al valor de la RA2(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 RA2(n)*

³ “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.

F. (...)

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 RA₂(n) y sin afectar el cálculo de la RA₂(n)."

A fin de estimar el monto anual del pago de los titulares de generación, para el periodo 2024 – 2025, se consideran las compensaciones fijadas para las instalaciones de REP en la Resolución que fija Tarifas y Compensaciones para los Sistemas Secundarios de Transmisión y Sistemas Complementarios de Transmisión para el periodo mayo 2021 hasta abril de 2025.

El monto anual estimado del pago de los titulares de generación, RA1 (23), asciende a la suma de USD 54 425 310, expresado al 30 de abril de 2025.

El pago de la componente de la RA, asignable a la demanda, correspondiente al año 23, RA2 (23), se calculó con la siguiente expresión:

$$RA2(23) = RA(23) - RA1(23)$$

Donde:

RA2(23) : Componente de la RA correspondiente al año 23, asignado a la demanda.

RA (23) : Es la RA actualizada al año 23.

RA1(23) : Componente de la RA correspondiente al año 23, asignado a la generación.

Como resultado, se determinó que el monto asignable a los consumidores, RA2(22), para el año 23 es igual a USD 131 126 449, como se observa en el Cuadro N° 5.

Cuadro N° 5. Determinación del Pago de los Consumidores – RA2(22)

| Concepto | USD |
|---------------------------------------|-------------|
| Remuneración Anual (22) (actualizada) | 185 551 759 |
| Pago generadores RA1 (22) | 54 425 310 |
| Pago consumidores RA2 (22) | 131 126 449 |

De acuerdo con lo señalado previamente, y conforme al CONTRATO, la RA2(23) a pagarse son por los siguientes rubros:

- RA_{SPT}(23): 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}(23): 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 la aplicación de los procedimientos correspondientes a la fecha de publicación de la Resolución 052, se ha determinado que, para el periodo 2024 – 2025, los ingresos del SST asignados a la demanda serían USD 25 769 409 (USD 58 728 por concepto de Ingreso Tarifario y USD 25 710 681 por concepto de peajes del SST); asimismo, de acuerdo a los análisis correspondientes a la presente fijación, el costo total anual del SPT será USD 20 321 704. La suma de los dos montos resulta USD 46 091 113, el cual es

menor al valor de la RA2(23) en USD 85 035 335. Por tanto, según lo señalado en el Anexo N° 7 del Contrato de Concesión de REP, correspondería realizar reajuste de los peajes del SST de REP aplicable a los Usuarios Regulados.

En consecuencia, se recomienda fijar el Costo Total de Transmisión por el SPT de REP en USD 105 357 039, según se detalla en el Cuadro N° 6.

Cuadro N° 6. Determinación de la RA_{SPT}

| Concepto | USD |
|----------------|--------------------|
| RA | 185 551 759 |
| RA1 | 54 425 310 |
| RA2 | 131 126 449 |
| RA2 SST | 25 769 409 |
| ITA | 58 728 |
| PSST | 25 710 681 |
| RA2 SPT | 105 357 039 |

El monto de la RA2 SPT calculado en la etapa de publicación ascendía a USD 104 710 872, por lo que debe ser reemplazado por el nuevo monto determinado equivalente a USD 105 357 039.

2.2. Modificación del Peaje de Transmisión por actualización del IPP

Corresponde, de conformidad con la norma "Procedimiento de Liquidación Anual de los Ingresos por el Servicio de Transmisión Eléctrica del SPT, SGT y Contrato ETECEN-ETESUR", aprobada mediante Resolución N° 055-2020-OS/CD, que se actualicen los montos de Inversión y COyM asociados a los Contratos de Transmisión, utilizando los valores definitivos y preliminares del IPP disponibles a la fecha en la que se emitió la Resolución 051 (11 de abril de 2024), según corresponde a cada contrato.

2.3. Modificación de la Liquidación Anual del Refuerzo 2 del contrato SGT Chilca-Planicie-Zapallal

Corresponde, de conformidad con lo señalado en el Informe N° 352-2024-GRT que analiza el recurso de reconsideración presentado por TRANSMANTARO contra la Resolución 051, corresponde corregir y actualizar el factor de actualización para los periodos tarifarios 2023-2024 y 2024-2025, y determinar el Saldo de Liquidación con la información actualizada.

2.4. Modificación de los Cargos del SPT y SGT

Como consecuencia de los ítems considerados en el numeral 2.1 y 2.2 del presente informe, corresponde modificar el Peaje por Conexión en el Sistema Principal de Transmisión y Sistema Garantizado de Transmisión.

2.4.1 Recálculo del Peaje por Conexión al SPT y Peaje de Transmisión del SGT

Corresponde modificar los Peajes por Conexión y Peajes por Transmisión; así como, los Peajes por Conexión Unitario y Peajes por Transmisión Unitarios, tal como se muestra en los Cuadros N° 7, N° 8, N° 9 y N° 10 de los SPT y SGT, respectivamente.

Cuadro N° 8

| N° | Sistema de Transmisión | PCSPT S//kW-mes |
|-------|---|--------------------|
| 1 | SPT de REP | 4,269 |
| (...) | | |
| 7 | SPT de Redesur | 0,746 |
| 8 | SPT de Transmantaro (Contrato BOOT, Addendum N° 5 y Addendum N° 10) | 2,105 |
| 9 | SPT de Transmantaro (Addendum N° 8) | 0,655 |
| (...) | | |

Cuadro N° 9

| N° | Instalación de Transmisión de SGT | PTSGT ⁽¹⁾ S/ /kW-mes |
|-------|--|------------------------------------|
| 1 | LT Chilca – Zapallal (Tramo 1 y 2) | 0,552 |
| (...) | (...) | (...) |
| 3 | LT Zapallal – Trujillo 500 kV | 1,348 |
| 4 | LT Machupicchu – Abancay – Cotaruse | 0,595 |
| 5 | LT Trujillo – Chiclayo 500 kV | 0,860 |
| 6 | LT Pomacocha – Carhuamayo | 0,130 |
| 7 | Línea Mantaro – Marcona – Socabaya – Montalvo 500kV | 2,110 |
| 8 | SE Carapongo (1° Etapa) y SE Carapongo (Monto Complementario) | 0,332 |
| 9 | LT Carhuamayo – Paragsha 220 kV | 0,922 |
| 10 | LT Paragsha – Conococha 220 kV | |
| 11 | LT Conococha – Huallanca 220 kV | |
| 12 | LT Huallanca – Cajamarca 220 kV | |
| 13 | SE Cajamarca – SVC | |
| 14 | LT Socabaya – Tintaya | 0,342 |
| 15 | LT Chilca - Marcona – Montalvo 500 kV | 2,483 |
| 16 | LT Carhuaquero – Cajamarca Norte – Cállic – Moyobamba | 0,861 |
| 17 | Enlace 500 kV Mantaro-Nueva Yanango-Carapongo y Subestaciones Asociadas | 1,165 |
| (...) | (...) | (...) |
| 20 | LT Azángaro – Juliaca – Puno 220 kV | 0,292 |
| 21 | LT Tintaya – Azángaro 220 kV | 0,096 |
| (...) | (...) | (...) |
| 23 | Enlace 500 kV Nueva Yanango-Nueva Huánuco y Subestaciones Asociadas ⁽²⁾ | 0,922 |

| N° | Instalación de Transmisión de SGT | PTSGT ⁽¹⁾ S/ /kW-mes |
|-------|---|------------------------------------|
| (...) | (...) | (...) |
| 27 | Enlace 500 kV La Niña-Piura, Subestaciones, Líneas y ampliaciones Asociadas ⁽²⁾ | 0,453 |
| 28 | Enlace 220 kV Pariñas - Nueva Tumbes, Subestaciones y ampliaciones Asociadas ⁽²⁾ | 0,170 |
| (...) | (...) | (...) |

Cuadro N° 10

| Sistema de Transmisión | Peaje por Conexión (S/) | Ingreso Tarifario Esperado (S/) |
|---|-------------------------|---------------------------------|
| SPT de REP | 391 957 656 | (...) |
| (...) | (...) | (...) |
| SPT de Redesur | 68 524 521 | (...) |
| SPT de Transmantaro (Contrato BOOT, Addendum N° 5 y Addendum N° 10) | 185 036 501 | (...) |
| SPT de Transmantaro (Addendum N° 8) | 60 138 362 | (...) |
| SPT de Transmantaro (Ampliación Adicional 1) | 4 230 769 | (...) |
| SPT de ISA (contrato BOOT, ampliación 1 y 2) | 48 688 985 | (...) |

Cuadro N° 11

| Instalación de Transmisión de SGT | Peaje de Transmisión (S/) | Ingreso Tarifario Esperado (S/) |
|---|---------------------------|---------------------------------|
| LT Chilca – Zapallal (Tramo 1 y 2) | 50 698 599 | (...) |
| LT Talara – Piura (2do Circuito) | 11 094 089 | (...) |
| LT Zapallal - Trujillo 500 kV | 123 722 078 | (...) |
| LT Machupicchu - Abancay – Cotaruse | 54 615 501 | (...) |
| LT Trujillo - Chiclayo 500 kV | 78 931 869 | (...) |
| LT Pomacocha – Carhuamayo | 11 893 931 | (...) |
| LT Mantaro-Marcona-Socabaya-Montalvo 500kV | 193 752 747 | (...) |
| SE Carapongo (1° Etapa) y SE Carapongo (Monto Complementario) | 30 441 806 | (...) |
| LT Carhuamayo - Paragsha 220 kV | 85 806 608 | (...) |
| LT Paragsha - Conococha 220 kV | | |
| LT Conococha - Huallanca 220 kV | | |
| LT Huallanca - Cajamarca 220 kV | | |
| SE Cajamarca – SVC | | |
| LT Socabaya – Tintaya | 31 365 769 | (...) |
| LT Chilca - Marcona - Montalvo 500 kV | 228 013 080 | (...) |
| LT Carhuaquero – Cajamarca Norte – Cáclic – Moyobamba | 79 036 863 | (...) |
| LT Azángaro – Juliaca – Puno 220 kV | 26 788 042 | (...) |
| LT Aguaytía - Pucallpa 138kV (2° Circuito) | 6 333 836 | (...) |
| LT Tintaya - Azángaro 220kV | 8 810 968 | (...) |
| LT Mantaro - Nueva Yanango - Carapongo 500kV | 106 923 991 | (...) |
| Ampliación de la Subestación La Planicie 220 kV | 11 132 785 | (...) |
| (...) | (...) | (...) |
| LT Nueva Yanango - Nueva Huánuco 500kV ⁽¹⁾ | 84 684 438 | (...) |

| Instalación de Transmisión de SGT | Peaje de Transmisión (S/) | Ingreso Tarifario Esperado (S/) |
|---|---------------------------|---------------------------------|
| (...) | (...) | (...) |
| Enlace 500 kV La Niña-Piura, subestaciones, líneas y ampliaciones asociadas ⁽¹⁾ | 41 556 524 | (...) |
| Enlace 220 kV Pariñas - Nueva Tumbes, subestaciones y ampliaciones asociadas ⁽¹⁾ | 15 578 464 | (...) |
| Enlace 220 kV Tingo María - Aguaytía, subestaciones, líneas y ampliaciones asociadas ⁽¹⁾ | 10 470 993 | (...) |
| (...) | (...) | (...) |

2.5. Análisis de Oficio

2.5.1 Precio en bloque de media y base en los Sistemas Aislados

Al respecto, señalar que Décima Disposición Complementaria Transitoria del Decreto Supremo N° 018-2016-EM, modificada con Decreto Supremo 028-2021-EM, referida a la implementación de Sistemas de Medición Inteligente (SMI), se dispone que los procesos tarifarios se sujetan a determinadas directrices, entre las que se encuentra la incorporación en el Valor Agregado de Distribución (VAD) del cargo correspondiente a los SMI luego de su puesta en operación comercial, conforme lo establezca Osinerghmin en la respectiva resolución tarifaria”.

Asimismo, mediante la mencionada Disposición Complementaria Transitoria se faculta a Osinerghmin a emitir disposiciones que considere necesarias para la aplicación del despliegue del plan gradual de reemplazo a los SMI;

En ese sentido, mediante Resolución N° 047-2023-OS/CD, se dispuso la publicación del proyecto de resolución que contiene la propuesta de modificación de la Norma “Opciones Tarifarias y Condiciones de Aplicación de las Tarifas a Usuario Final”, aprobada con Resolución N° 206-2013-OS/CD y modificatorias, con la finalidad de incorporar la opción tarifaria BT5-I (tres energías o 3E) a la lista de las opciones tarifarias previstas en dicha norma, en tanto que los usuarios residenciales del servicio eléctrico se encuentran pagando el Cargo por Implementación de Sistemas de Medición Inteligente (CISMI); sin embargo, no tienen la posibilidad de elegir la opción tarifaria BT5-I.

En consecuencia, conforme a las normas y resoluciones señaladas en los considerandos precedentes, se sustenta la necesidad de obtener el Precio en los Sistemas Aislados aplicado para la opción tarifaria BT5-I en 3 bloques de energía, por lo que resulta necesario desgregar el valor del Precio en Hora fuera de punta en el periodo de media y base; en vista que de los precios en los sistemas aislados representa un costo medio; es conveniente mantener que el Precio en Hora Fuera de Punta sea el mismo valor para el Precio en Media y Base.

Por otro lado, respecto a la estructura de compra para los bloques de media y base, se ha considerado particionar proporcional con la cantidad de horas de media (10) y base (9); por lo que en base al 65% que representa la estructura de compra en Horas Fuera de Punta, resulta que

proporcionalmente representa para el bloque de media el valor de 34% y la base el valor de 31%.

2.5.2 Factor de Ajuste de Repuestos para el Costo Variable No Combustible de la Central Térmica Iquitos Nueva

En el ámbito de los Sistemas Aislados para el Costo Variable No Combustible de la Central Térmica Iquitos Nueva, en relación al libro Excel "CVNC CTIN", se ha publicado los archivos fuente de los valores aplicados del 66% que se detallan en la hoja "Factor ajuste Repuestos".

2.6. Modificación de los Precios en Barra de Sistemas Aislados

Como consecuencia de considerar las resoluciones que resuelven los recursos de reconsideración de Sociedad Eléctrica del Sur Oeste S.A., Amazonas Energía Solar S.A.C., y Empresa de Administración de Infraestructura Eléctrica S.A., corresponde realizar las siguientes modificaciones:

2.6.1 Precios por Sistemas Aislados Típicos

Corresponde modificar los precios de generación de los sistemas aislados por efecto de la resolución de los recursos de reconsideración interpuestas por las empresas SEAL Sociedad Eléctrica del Sur Oeste S.A., Amazonas Energía Solar S.A.C., y Empresa de Administración de Infraestructura Eléctrica S.A., según el Cuadro N° 12.

Cuadro N° 12

| Sistema Aislado | Tensión kV | PPM S/ /kW-mes | PEMP ctm. S/ /kWh | PEMF ctm. S/ /kWh |
|-----------------|------------|----------------|-------------------|-------------------|
| A | MT | 32,34 | 111,55 | 111,55 |
| B | MT | 32,34 | 33,93 | 33,93 |
| E | MT | 32,34 | 72,22 | 72,22 |
| I | MT | 32,34 | 119,30 | 119,30 |
| L | MT | 32,34 | 131,83 | 131,83 |
| M | MT | 32,34 | 61,77 | 61,77 |
| N | MT | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| P | MT | 32,34 | 291,34 | 291,34 |
| Q | MT | 32,34 | 82,94 | 82,94 |
| R | MT | 32,34 | 337,41 | 337,41 |
| S | MT | 32,34 | 123,94 | 123,94 |

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.

2.6.2 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, se obtiene los precios en barra que se consignan el Cuadro N° 13.

Cuadro N° 13

| Empresa | Tensión kV | PPM S/ /kW-mes | PEMP ctm. S/ /kWh | PEMF ctm. S/ /kWh |
|-------------------|------------|----------------|-------------------|-------------------|
| Adinelsa | MT | 32,34 | 41,08 | 41,08 |
| Chavimochic | MT | 32,34 | 33,93 | 33,93 |
| Eilhicha | MT | 32,34 | 33,93 | 33,93 |
| Electro Oriente | MT | 32,34 | 78,92 | 78,92 |
| Electro Sur Este | MT | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Electro Puno | MT | 32,34 | 82,94 | 82,94 |
| Electro Ucayali | MT | 32,34 | 72,69 | 72,69 |
| Enel Distribución | MT | 32,34 | 33,93 | 33,93 |
| Hidrandina | MT | 32,34 | 33,93 | 33,93 |
| Seal | MT | 32,34 | 122,12 | 122,12 |

2.6.3 Mecanismo de Compensación para Sistemas Aislados

Corresponde determinar la Compensación Anual para cada empresa por efecto de la modificación de los precios en barra de los sistemas aislados presentados en el Cuadro N° 14. El Monto Específico Residual asciende a la suma de S/ 42 945 000.

Cuadro N° 14. Compensaciones Anuales

| Empresa | Compensación Anual (S/) | Participación (%) |
|-------------------|-------------------------|-------------------|
| Adinelsa | 749 847 | 0,3338% |
| Chavimochic | 49 015 | 0,0218% |
| Eilhicha | 228 026 | 0,1015% |
| ELOR-Iquitos | 183 230 908 | 81,5678% |
| ELOR-Otros | 28 971 670 | 12,8971% |
| Electro Sur Este | 0 | 0,0000% |
| Electro Puno | 222 509 | 0,0990% |
| Electro Ucayali | 6 865 080 | 3,0561% |
| Enel Distribución | 479 587 | 0,2135% |
| Hidrandina | 106 051 | 0,0472% |
| Seal | 3 733 823 | 1,6622% |
| TOTAL | 224 636 516 | 100,0000% |

Los Precios en Barra Efectivos que resultan de la aplicación de las Compensaciones Anuales se muestran en el Cuadro N° 15.

Cuadro N° 15. Precios en Barra Efectivos

| Empresa | Tensión kV | PPM S/ /kW-mes | PEMP ctm. S/ /kWh | PEMF ctm. S/ /kWh |
|-------------------|------------|----------------|-------------------|-------------------|
| Adinelsa | MT | 32,34 | 27,75 | 27,75 |
| Chavimochic | MT | 32,34 | 27,84 | 27,84 |
| Eilhicha | MT | 32,34 | 27,84 | 27,84 |
| Electro Oriente | MT | 32,34 | 30,75 | 30,75 |
| Electro Sur Este | MT | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Electro Puno | MT | 32,34 | 21,95 | 21,95 |
| Electro Ucayali | MT | 32,34 | 21,72 | 21,72 |
| Enel Distribución | MT | 32,34 | 27,84 | 27,84 |
| Hidrandina | MT | 32,34 | 27,84 | 27,84 |
| Seal | MT | 32,34 | 12,29 | 12,29 |

2.6.4 Factores de Actualización

Los factores de actualización para la potencia y energía también varían como consecuencia de la variación de los precios en barra de los sistemas aislados típicos, los cuales se muestran en los Cuadros N° 16.

Cuadro N° 16. Factores de Actualización

| Sistemas Aislados | d | e | f | g | s | Cb |
|-------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Adinelsa | 0,0000 | 0,1225 | 0,0000 | 0,0000 | 0,8775 | 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 | 0,1709 | 0,5912 | 0,0000 | 0,2379 | 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 | 0,4122 | 0,0000 | 0,0000 | 0,5878 | 0,0000 |
| Enel Distribución | 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 | 0,8656 | 0,0000 | 0,0000 | 0,1344 | 0,0000 |

El Precio Medio de Referencia del SEIN que se aplicaran a los sistemas aislados es definido según el Cuadro N° 17.

Cuadro N° 17. Precios de Referencia del SEIN

| Empresa | Precios de Referencia del SEIN | | |
|-------------------|--------------------------------|-------------|-------------|
| | PPM | PEMP = PEMF | PMRsein |
| | S//kW-mes | ctm. S//kWh | ctm. S//kWh |
| Adinelsa | 60,15 | 28,16 | 37,82 |
| Chavimochic | 60,15 | 28,16 | 37,82 |
| Eilhicha | 60,15 | 28,16 | 37,82 |
| Electro Oriente | 60,09 | 27,89 | 37,54 |
| Electro Sur Este | 60,13 | 28,38 | 38,04 |
| Electro Puno | 60,07 | 26,42 | 37,49 |
| Electro Ucayali | 60,07 | 26,42 | 36,07 |
| Enel Distribución | 60,15 | 28,16 | 37,82 |
| Hidrandina | 60,15 | 28,16 | 37,82 |
| Seal | 60,07 | 27,53 | 37,18 |

3. Conclusiones y Recomendaciones

3.1. Conclusiones

De los resultados del análisis desarrollado, corresponde disponer lo siguiente:

- 1) El Reajuste de Liquidación de la Remuneración Anual correspondiente al periodo 2023 – 2024 de Red de Energía del Perú S.A.
- 2) La modificación del Peaje de Transmisión del Sistema Principal de Transmisión y Sistema Garantizado de Transmisión.
- 3) La actualización de los Precios en Barra de Sistemas Aislados.
- 4) La actualización del Mecanismo de Compensación para Sistemas Aislados.
- 5) La actualización de los Factores de Actualización de los Sistemas Aislados.
- 6) Incorporación de la aplicación de la Opción Tarifaria BT5-I para los Sistemas Aislados.

3.2. Valores y Disposiciones a consignar en Resolución Complementaria de Precios en Barra

A partir de los resultados mostrados en el numeral 2 del presente informe, las siguientes tarifas y otras disposiciones se deberán reemplazar y/o agregar a las contenidas en la Resolución 051-2024-OS/CD.

3.2.1 Precios en Barra de Energía en Sistemas Aislados

Modificar los Precios en Barra de Referencia de Generación contenido en el Cuadro N° 1 del Artículo 1 de la Resolución N° 051-2024-OS/CD, por lo siguiente:

| Barra de Referencia de Generación | Tensión kV | PPM S/ /kW-mes | PEMP ctm. S/ /kWh | PEMF ctm. S/ /kWh |
|---|------------|----------------|-------------------|-------------------|
| SISTEMA ELÉCTRICO INTERCONECTADO NACIONAL (SEIN) | | | | |
| (...) | (...) | (...) | (...) | (...) |
| SISTEMAS AISLADOS (6) | | | | |
| Adinelsa | MT | 32,34 | 41,08 | 41,08 |
| Chavimochic | MT | 32,34 | 33,93 | 33,93 |
| Eilhicha | MT | 32,34 | 33,93 | 33,93 |
| Electro Oriente | MT | 32,34 | 78,92 | 78,92 |
| Electro Sur Este | MT | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Electro Puno | MT | 32,34 | 82,94 | 82,94 |
| Electro Ucayali | MT | 32,34 | 72,69 | 72,69 |
| Enel Distribución | MT | 32,34 | 33,93 | 33,93 |
| Hidrandina | MT | 32,34 | 33,93 | 33,93 |
| Seal | MT | 32,34 | 122,12 | 122,12 |

3.2.2 Peajes por Conexión y de Transmisión Unitarios en el SEIN

Reemplazar los Cuadro N° 3 y N° 4 del artículo 1 de la Resolución N° 051-2024-OS/CD, por lo siguiente:

Cuadro N° 3

| N° | Sistema de Transmisión | PCSPT S//kW-mes |
|-------|---|-----------------|
| 1 | SPT de REP | 4,269 |
| (...) | | |
| 7 | SPT de Redesur | 0,746 |
| 8 | SPT de Transmantaró (Contrato BOOT, Addendum N° 5 y Addendum N° 10) | 2,105 |
| 9 | SPT de Transmantaró (Addendum N° 8) | 0,655 |
| (...) | | |

Cuadro N° 4

| N° | Instalación de Transmisión de SGT | PTSGT ⁽¹⁾ S/ /kW-mes |
|-------|---|---------------------------------|
| 1 | LT Chilca – Zapallal (Tramo 1 y 2) | 0,552 |
| (...) | (...) | (...) |
| 3 | LT Zapallal – Trujillo 500 kV | 1,348 |
| 4 | LT Machupicchu – Abancay – Cotaruse | 0,595 |
| 5 | LT Trujillo – Chiclayo 500 Kv | 0,860 |
| 6 | LT Pomacocha – Carhuamayo | 0,130 |
| 7 | Línea Mantaró – Marcona – Socabaya – Montalvo 500kV | 2,110 |
| 8 | SE Carapongo (1° Etapa) y SE Carapongo (Monto Complementario) | 0,332 |
| 9 | LT Carhuamayo – Paragsha 220 kV | 0,922 |
| 10 | LT Paragsha – Conococha 220 kV | |
| 11 | LT Conococha – Huallanca 220 kV | |
| 12 | LT Huallanca – Cajamarca 220 kV | |

| N° | Instalación de Transmisión de SGT | PTSGT ⁽¹⁾ S/ /kW-mes |
|-------|---|------------------------------------|
| 13 | SE Cajamarca – SVC | |
| 14 | LT Socabaya – Tintaya | 0,342 |
| 15 | LT Chilca - Marcona – Montalvo 500 kV | 2,483 |
| 16 | LT Carhuaquero – Cajamarca Norte – Cállic – Moyobamba | 0,861 |
| 17 | Enlace 500 kV Mantaro-Nueva Yanango-Carapongo y Subestaciones Asociadas | 1,165 |
| (...) | (...) | (...) |
| 20 | LT Azángaro – Juliaca – Puno 220 kV | 0,292 |
| 21 | LT Tintaya – Azángaro 220 kV | 0,096 |
| (...) | (...) | (...) |
| 23 | Enlace 500 kV Nueva Yanango-Nueva Huánuco y Subestaciones Asociadas ⁽²⁾ | 0,922 |
| (...) | (...) | (...) |
| 27 | Enlace 500 kV La Niña-Piura, Subestaciones, Líneas y ampliaciones Asociadas ⁽²⁾ | 0,453 |
| 28 | Enlace 220 kV Pariñas - Nueva Tumbes, Subestaciones y ampliaciones Asociadas ⁽²⁾ | 0,170 |
| (...) | (...) | (...) |

3.2.3 Tarifario y Peaje de Transmisión de SPT y SGT

Reemplazar los valores del Peaje por Conexión para el Sistema Principal de Transmisión (SPT) y del Peaje de Transmisión y Sistema Garantizado de Transmisión (SGT) de los Cuadros N° 15 y N° 16, del artículo 13° de la Resolución N° 051-2024-OS/CD, de acuerdo a lo siguiente:

Cuadro N° 15

| Sistema de Transmisión | Peaje por Conexión (S/) | Ingreso Tarifario Esperado (S/) |
|--|-------------------------|---------------------------------|
| SPT de REP | 391 957 656 | (...) |
| (...) | (...) | (...) |
| SPT de Redesur | 68 524 521 | (...) |
| SPT de Transmataro (Contrato BOOT, Addendum N° 5 y Addendum N° 10) | 185 036 501 | (...) |
| SPT de Transmataro (Addendum N° 8) | 60 138 362 | (...) |
| SPT de Transmataro (Ampliación Adicional 1) | 4 230 769 | (...) |
| SPT de ISA (contrato BOOT, ampliación 1 y 2) | 48 688 985 | (...) |

Cuadro N° 16

| Instalación de Transmisión de SGT | Peaje de Transmisión (S/) | Ingreso Tarifario Esperado (S/) |
|-------------------------------------|---------------------------|---------------------------------|
| LT Chilca – Zapallal (Tramo 1 y 2) | 50 698 599 | (...) |
| LT Talara – Piura (2do Circuito) | 11 094 089 | (...) |
| LT Zapallal - Trujillo 500 kV | 123 722 078 | (...) |
| LT Machupicchu - Abancay – Cotaruse | 54 615 501 | (...) |
| LT Trujillo - Chiclayo 500 kV | 78 931 869 | (...) |
| LT Pomacocha – Carhuamayo | 11 893 931 | (...) |

| Instalación de Transmisión de SGT | Peaje de Transmisión (S/) | Ingreso Tarifario Esperado (S/) |
|---|---------------------------|---------------------------------|
| LT Mantaro-Marcona-Socabaya-Montalvo 500kV | 193 752 747 | (...) |
| SE Carapongo (1° Etapa) y SE Carapongo (Monto Complementario) | 30 441 806 | (...) |
| LT Carhuamayo - Paragsha 220 kV | 85 806 608 | (...) |
| LT Paragsha - Conococha 220 kV | | |
| LT Conococha - Huallanca 220 kV | | |
| LT Huallanca - Cajamarca 220 kV | | |
| SE Cajamarca – SVC | | |
| LT Socabaya – Tintaya | 31 365 769 | (...) |
| LT Chilca - Marcona - Montalvo 500 kV | 228 013 080 | (...) |
| LT Carhuaquero – Cajamarca Norte – Cállic – Moyobamba | 79 036 863 | (...) |
| LT Azángaro – Juliaca – Puno 220 kV | 26 788 042 | (...) |
| LT Aguaytía - Pucallpa 138kV (2° Circuito) | 6 333 836 | (...) |
| LT Tintaya - Azángaro 220kV | 8 810 968 | (...) |
| LT Mantaro - Nueva Yanango - Carapongo 500kV | 106 923 991 | (...) |
| Ampliación de la Subestación La Planicie 220 kV | 11 132 785 | (...) |
| (...) | (...) | (...) |
| LT Nueva Yanango - Nueva Huánuco 500kV ⁽¹⁾ | 84 684 438 | (...) |
| (...) | (...) | (...) |
| Enlace 500 kV La Niña-Piura, subestaciones, líneas y ampliaciones asociadas ⁽¹⁾ | 41 556 524 | (...) |
| Enlace 220 kV Pariñas - Nueva Tumbes, subestaciones y ampliaciones asociadas ⁽¹⁾ | 15 578 464 | (...) |
| Enlace 220 kV Tingo María - Aguaytía, subestaciones, líneas y ampliaciones asociadas ⁽¹⁾ | 10 470 993 | (...) |
| (...) | (...) | (...) |

3.2.4 Sistemas Aislados

Reemplazar los factores de ajuste, los Precios Medios de Referencia del SEIN, los parámetros de las fórmulas de actualización de los precios de energía, consignados en el numeral 1.2 del Artículo 2 de la Resolución N° 051-2024-OS/CD, por los siguientes:

Cuadro N° 7

| Empresa | Precios de Referencia del SEIN | | |
|-------------------|--------------------------------|-------------|-------------|
| | PPM | PEMP = PEMF | PMRsein |
| | S//kW-mes | ctm. S//kWh | ctm. S//kWh |
| Adinelsa | 60,15 | 28,16 | 37,82 |
| Chavimochic | 60,15 | 28,16 | 37,82 |
| Eilhicha | 60,15 | 28,16 | 37,82 |
| Electro Oriente | 60,09 | 27,89 | 37,54 |
| Electro Sur Este | 60,13 | 28,38 | 38,04 |
| Electro Puno | 60,07 | 26,42 | 37,49 |
| Electro Ucayali | 60,07 | 26,42 | 36,07 |
| Enel Distribución | 60,15 | 28,16 | 37,82 |
| Hidrandina | 60,15 | 28,16 | 37,82 |
| Seal | 60,07 | 27,53 | 37,18 |

Cuadro N° 8

| Sistema Eléctrico | d | e | f | g | s | cb |
|--------------------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| SEIN | (...) | | | | | |
| SISTEMAS AISLADOS¹ | | | | | | |
| Adinelsa | 0,0000 | 0,1225 | 0,0000 | 0,0000 | 0,8775 | 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 | 0,1709 | 0,5912 | 0,0000 | 0,2379 | 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 | 0,4122 | 0,0000 | 0,0000 | 0,5878 | 0,0000 |
| Enel Distribución | 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 | 0,8656 | 0,0000 | 0,0000 | 0,1344 | 0,0000 |

3.2.5 Compensación Anual de Sistemas Aislados

Reemplazar el Cuadro N° 12 y el último párrafo del Artículo 3° de la Resolución N° 051-2024-OS/CD, por el siguiente:

Cuadro N° 12

| Empresa | Compensación Anual (S/) | Participación (%) |
|-------------------|-------------------------|-------------------|
| Adinelsa | 749 847 | 0,3338% |
| Chavimochic | 49 015 | 0,0218% |
| Eilhicha | 228 026 | 0,1015% |
| ELOR-Iquitos | 183 230 908 | 81,5678% |
| ELOR-Otros | 28 971 670 | 12,8971% |
| Electro Sur Este | 0 | 0,0000% |
| Electro Puno | 222 509 | 0,0990% |
| Electro Ucayali | 6 865 080 | 3,0561% |
| Enel Distribución | 479 587 | 0,2135% |
| Hidrandina | 106 051 | 0,0472% |
| Seal | 3 733 823 | 1,6622% |
| Total | 224 636 516 | 100,0000% |

El Monto Específico Residual, ascendente a la suma de S/ 42 945 000², será utilizado para compensar a los Sistemas Aislados cuando se presenten variaciones significativas de los precios de combustibles que los distancien del Precio Medio de Referencia del SEIN³, así como para compensar los costos derivados del cumplimiento de los contratos del proyecto “Suministro de Energía para Iquitos”, firmado por el Estado con Genrent del Perú S.A.C.”

3.2.6 Precio en Barra Efectivo de Sistemas Aislados

Reemplazar Precios en Barra Efectivos del Cuadro N° 13, del Artículo 4° de la Resolución N° 051-2024-OS/CD, por el siguiente:

Cuadro N° 13

| Empresa Distribuidora | Tensión kV | PPM S//kW-mes | PEMP ctm. S//kWh | PEMF ctm. S//kWh |
|-----------------------|------------|---------------|------------------|------------------|
| Adinelsa | MT | 32,34 | 27,75 | 27,75 |
| Chavimochic | MT | 32,34 | 27,84 | 27,84 |
| Eilhicha | MT | 32,34 | 27,84 | 27,84 |
| Electro Oriente | MT | 32,34 | 30,75 | 30,75 |
| Electro Sur Este | MT | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Electro Puno | MT | 32,34 | 21,95 | 21,95 |
| Electro Ucayali | MT | 32,34 | 21,72 | 21,72 |
| Enel Distribución | MT | 32,34 | 27,84 | 27,84 |
| Hidrandina | MT | 32,34 | 27,84 | 27,84 |
| Seal | MT | 32,34 | 12,29 | 12,29 |

3.2.7 Incorporar el artículo 22 a la Resolución N° 051-2024-OS/CD para efectos de la aplicación de la Opción Tarifaria BT5-I para los Sistemas Aislados

Incorporar el artículo 22 a la Resolución N° 051-2024-OS/CD, según a continuación se indica:

“Artículo 22°.- Disponer para efectos de aplicación de la Opción Tarifaria BT5-I, según lo dispuesto en la Norma “Opciones Tarifarias y Condiciones de Aplicación de las Tarifas a Usuario Final”, aprobada con Resolución N° 206-2013-OS/CD y sus modificatorias, o la que la sustituya, en los sistemas aislados el PEMF será el mismo valor para la componente en el periodo de media y en el periodo de base; asimismo la estructura de compra corresponderá a el 35% de energía en Horas Punta; 34% en Horas de Media y 31% en Horas de Base.”



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

/pmo-mfb-mfc