
Factores de Ajuste de los Cargos Adicionales en los Peajes del Sistema Transmisión

Período febrero 2024 – abril 2024

Lima, enero de 2024

Resumen Ejecutivo

La Resolución N° 056-2023-OS/CD, que fijó los Precios en Barra para el periodo mayo 2023 – abril 2024, establece que trimestralmente, y de acuerdo con lo dispuesto en las normas vigentes, se determinarán los factores de actualización “p” aplicables a los cargos establecidos como consecuencia de los Decretos Legislativos N° 1002 y N° 1041; así como, lo establecido en la Ley N° 29852 y Ley N° 29970.

Dichos cargos corresponden a:

- Cargo Unitario por Compensación por Seguridad de Suministro (CUCSS), que compensa a las centrales de reserva fría Planta Ilo, Planta Talara, Planta Eten, Planta Puerto Maldonado y Planta Pucallpa que tienen contrato de Reserva Fría.
- Cargos por Prima, que se determinan a partir de la diferencia entre la valorización de las inyecciones netas de energía de los generadores que utilizan recursos energéticos renovables a su correspondiente Tarifa de Adjudicación de licitación y la valorización de la mencionada energía a Costos Marginales de Corto Plazo.
- Cargo Unitario por FISE, que compensa los recargos pagados por los generadores eléctricos para financiar el Fondo de Inclusión Social Energética (FISE).
- Cargo por confiabilidad en la cadena de suministro de energía, que compensa las situaciones de emergencia eléctrica o graves deficiencias del servicio eléctrico, por falta de capacidad de producción y/o transporte, declarados por el Ministerio de Energía y Minas; y
- Cargo Unitario por la Capacidad de Generación Eléctrica (CUCGE), que compensa a las centrales del Nodo Energético del Sur que fueron adjudicadas por la Agencia de Promoción de la Inversión Privada (Proinversión), como la CT Puerto Bravo de Samay I S.A. y la CT NEPI de ENGIE Energía Perú S.A.

En este sentido, luego de la evaluación de la información reportada por el COES se recomienda aprobar los siguientes factores de actualización “p”, para su aplicación a partir del 04 de febrero de 2024.

Cargo Unitario		Factor “p”
Cargo Unitario por Compensación por Seguridad de Suministro RF: Reserva Fría	RF Planta Talara	1,0573
	RF Planta Ilo	1,0580
	RF Planta Eten	1,0577
	RF Planta Puerto Maldonado	1,0576
	RF Planta Pucallpa	1,0537
Cargo por Prima	Central Cogeneración Paramonga	0,0000

Cargo Unitario	Factor "p"
C.H. Santa Cruz II	0,0000
C.H. Santa Cruz I	0,0000
C.H. Poechos 2	0,0000
C.H. Roncador	0,0000
C.H. La Joya	0,0000
C.H. Carhuaquero IV	0,0562
C.H. Caña Brava	0,7407
C.T. Huaycoloro	0,5912
C.H. Huasahuasi I	0,5070
C.H. Huasahuasi II	0,6849
C.H. Nuevo Imperial	0,0000
Repartición Solar 20T	0,6850
Majes Solar 20T	0,6762
Tacna Solar 20T	0,7869
Panamericana Solar 20T	0,7096
C.H. Yanapampa	0,0000
C.H. Las Pizarras	0,6590
C.E. Marcona	0,0000
C.E. Talara	0,0000
C.E. Cupisnique	0,0000
C.H. Runatullo III	0,0000
C.H. Runatullo II	0,9360
CSF Moquegua FV	0,3208
C.H. Canchayllo	0,0000
C.T. La Gringa	0,5185
C.E. Tres Hermanas	0,0000
C.H. Chancay	0,0000
C.H. Rucuy	0,0000
C.H. Potrero	0,0000
C.H. Yarucaya	0,0690
C.S. Rubí	0,0000
C.H. Renovandes H1	0,0000
C.S. Intipampa	0,0000
C.E. Wayra I	0,0000
C.B. Huaycoloro II	0,0000
C.H. Angel I	0,0000
C.H. Angel II	0,0000
C.H. Angel III	0,0000
C.H. Her	0,0000
C.H. Carhuac	0,0000
C.H. El Carmen	0,0000
C.H. 8 de Agosto	0,0000
C.H. Manta	0,0000
C.T. Callao	0,0000
Cargo Unitario por FISE	1,2694
Cargo Unitario por CCCSE	24,3193

Cargo Unitario		Factor "p"
Cargo Unitario por Capacidad de Generación Eléctrica	CT Puerto Bravo	0,9904
	CT NEPI	0,8442

Adicionalmente, cabe indicar que, mediante Resolución N° 068-2023-OS/CD se fijó el Cargo Unitario por Compensación GGEE-DUP, a ser adicionado al Peaje del SST y SCT, para el período mayo 2023 – abril 2024, asignado a la demanda del Área de Demanda 15, en base a lo dispuesto en la Norma "Procedimiento para Aplicación del mecanismo de Compensación establecido en el Decreto Supremo N° 035-2013-EM", aprobado con Resolución N° 114-2015-OS/CD. Por lo señalado, se recomienda aprobar el siguiente Factor de Ajuste para su aplicación a partir del 04 de febrero de 2024.

Cargo Unitario	Factor FA
Cargo Unitario por Compensación GGEE-DUP	1,1025

INDICE

1. INTRODUCCIÓN	5
2. COMPENSACIÓN POR GENERACIÓN CON RECURSOS ENERGÉTICOS RENOVABLES	7
2.1. PROCEDIMIENTO DE PAGO DEL SUMINISTRO CON GENERACIÓN RER	9
2.2. MODIFICACIONES A LA PROPUESTA DEL COES	10
2.3. REVISIÓN DEL CARGO POR PRIMA RER	11
3. COMPENSACIÓN POR SEGURIDAD DE SUMINISTRO PARA PLANTAS DE RESERVA FRÍA DE GENERACIÓN	16
3.1. PROCEDIMIENTO DE ACTUALIZACIÓN DE PRECIO DE POTENCIA OFERTADO	17
3.2. PROCEDIMIENTO DE LIQUIDACIÓN	19
4. COMPENSACIÓN POR FISE.....	23
4.1. DETERMINACIÓN DEL FACTOR DE AJUSTE DEL PEAJE UNITARIO ANUAL POR COMPENSACIÓN FISE	24
5. COMPENSACIÓN POR CARGO DE CONFIABILIDAD.....	25
5.1. COSTOS A COMPENSAR	26
5.1.1. Costos de Egesur S.A.	26
5.1.2. Costos de Electro Oriente S.A.....	29
5.1.3. Costos Totales Incurridos	31
5.2. DETERMINACIÓN DE LOS FACTORES DE AJUSTE DEL CARGO UNITARIO	31
6. COMPENSACIÓN POR CARGO DE CAPACIDAD DE GENERACIÓN ELÉCTRICA	32
6.1. PROCEDIMIENTO DE ACTUALIZACIÓN DE PRECIO DE POTENCIA OFERTADO	33
6.2. PROCEDIMIENTO DE LIQUIDACIÓN	34
7. COMPENSACIÓN POR CARGO GGEE-DUP.....	36
7.1. FACTOR DE AJUSTE DEL CARGO UNITARIO POR COMPENSACIÓN GGEE-DUP	37
8. RECOMENDACIONES	39
8.1. APROBAR LOS FACTORES DE ACTUALIZACIÓN “P”	39

1. Introducción

El presente informe se efectúa de acuerdo con lo dispuesto en las Normas, aprobadas por las Resoluciones N° 651-2008-OS/CD, N° 001-2010-OS/CD, N° 151-2013-OS/CD, N° 114-2015-OS/CD, y N° 073-2016-OS/CD y sus modificatorias.

La Resolución N° 001-2010-OS/CD aprobó la norma “Procedimiento de cálculo de la Prima para la Generación de Electricidad con Recursos Energéticos Renovables”, posteriormente modificada mediante Resolución N° 040-2016-OS/CD, que complementa lo dispuesto por el Decreto Legislativo N° 1002 “Decreto Legislativo de Promoción de la Inversión para la Generación de Electricidad con el Uso de Energías Renovables” (en adelante “DL-1002”), el cual estableció que la energía eléctrica producida con recursos renovables se remunerará mediante dos conceptos, cuando sea adjudicada vía licitaciones: 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). La mencionada Prima se debe recaudar vía un cargo adicional a incorporarse en el Peaje por Conexión al Sistema Principal de Transmisión.

La Resolución N° 651-2008-OS/CD aprobó la norma “Procedimiento de Compensación Adicional por Seguridad de Suministro”, que fue modificado mediante Resolución N° 152-2012-OS/CD para incluir en el Cargo Unitario por Compensación de Seguridad de Suministro (CUCSS) la compensación de las Plantas de Reserva Fría, conforme ordena el Decreto Supremo N° 001-2010-EM, en el marco del Decreto Legislativo N° 1041 “Decreto Legislativo que modifica diversas normas del Marco Normativo Eléctrico” (en adelante “DL-1041”).

La Resolución N° 151-2013-OS/CD aprobó la norma “Procedimiento de cálculo y liquidación de la compensación a generadores eléctricos por aplicación del recargo del FISE¹ en el servicio de transporte de gas natural por ductos”, que tiene como finalidad establecer el procedimiento para el cálculo y la 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 de acuerdo a lo señalado en el numeral 4.3 del artículo 4 de la Ley N° 29852 “Ley que crea el Sistema de Seguridad Energética en Hidrocarburos y el Fondo de Inclusión Social Energético” (en adelante “Ley N° 29852”), que fue posteriormente modificada mediante Ley N° 29969.

¹ FISE: Fondo de Inclusión Social Energética

Asimismo, mediante la Resolución N° 114-2015-OS/CD, se aprobó la Norma “Procedimiento para Aplicación del Mecanismo de Compensación establecido en el Decreto Supremo N° 035-2013-EM”, en donde se establece la determinación y aplicación de un Cargo Unitario por Compensación GEE-DUP a ser adicionado a los Peajes del Sistema Secundario y Complementario de Transmisión, cuya vigencia anual será desde el 01 de mayo hasta el 30 de abril del año siguiente con ajustes trimestrales.

También, mediante la Resolución N° 073-2016-OS/CD, se 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 que fueron adjudicados por la Agencia de Promoción de la Inversión Privada (en adelante “PROINVERSION”), en el marco de la Ley N° 29970 “Ley que afianza la seguridad energética y promueve el desarrollo de polo petroquímico en el sur del país” (en adelante “Ley N° 29970”) y el Decreto Supremo N° 038-2013-EM que aprobó el “Reglamento que Incentiva el Incremento de la Capacidad de Generación Eléctrica”.

Los procedimientos antes citados disponen que se determinen los correspondientes cargos con periodicidad anual, en la oportunidad en que se fijen los Precios en Barra, revisándose entre periodos de cálculo con frecuencia de una vez por trimestre, entre periodos de fijación tarifaria. Ello ha sido recogido en la Resolución N° 056-2023-OS/CD que aprobó los siguientes cargos en atención a las normas antes indicadas: Cargo Unitario por Compensación de Seguridad de Suministro, Cargos por Prima, Cargo Unitario por FISE y Cargo Unitario por Capacidad de Generación Eléctrica; indicando que se determinará el factor de actualización correspondiente de acuerdo con los procedimientos aprobados por Osinergmin con periodicidad trimestral. Asimismo, se incorporan a estos cargos, según lo establecido en la Resolución N° 068-2023-OS/CD, el Cargo Unitario por Compensación GEE-DUP, a ser adicionado al Peaje del Sistema Secundario y Complementario de Transmisión que también debe ser actualizado.

Finalmente, en esta oportunidad corresponde calcular los correspondientes factores de actualización a ser aplicados para el periodo febrero 2024 – abril 2024, para lo cual se ha revisado la información recibida del COES.

2. Compensación por Generación con Recursos Energéticos Renovables

El DL-1002 promueve 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° 012-2011-EM, publicado el 23 de marzo de 2011, se aprobó el Reglamento de la Generación de Electricidad con Energías Renovables (en adelante “Reglamento RER”), el cual sustituyó al reglamento aprobado con Decreto Supremo N° 050-2008-EM. El Reglamento RER 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 eléctrica 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” que detalla el procedimiento a seguir para la determinación de la Prima, la cual fue posteriormente modificada mediante Resolución N° 040-2016-OS/CD.

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. 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.

El “Procedimiento de Cálculo de la Prima para la Generación con Recursos Energéticos Renovables” fue aplicado como parte del Proceso de Fijación de Precios

en Barra para el periodo mayo 2023 – abril 2024, y como resultado se determinaron los cargos consignados en la Resolución N° 056-2023-OS/CD y su modificatoria la Resolución N° 113-2023-OS/CD, tal como se muestra en el Cuadro N° 1.

Cuadro N° 1

Central	Cargo por Prima S/ /kW-mes
Central Cogeneración Paramonga	0,108
C.H. Santa Cruz II	0,054
C.H. Santa Cruz I	0,049
C.H. Poechos 2	0,075
C.H. Roncador	0,012
C.H. La Joya	0,092
C.H. Carhuaquero IV	0,178
C.H. Caña Brava	0,054
C.T. Huaycoloro	0,137
C.H. Huasahuasi I	0,071
C.H. Huasahuasi II	0,073
C.H. Nuevo Imperial	0,036
Repartición Solar 20T	0,419
Majes Solar 20T	0,420
Tacna Solar 20T	0,535
Panamericana Solar 20T	0,544
C.H. Yanapampa	0,028
C.H. Las Pizarras	0,173
C.E. Marcona	0,253
C.E. Talara	0,360
C.E. Cupisnique	0,829
C.H. Runatullo III	0,106
C.H. Runatullo II	0,125
CSF Moquegua FV	0,212
C.H. Canchayllo	0,011
C.T. La Gringa	0,054
C.E. Tres Hermanas	0,747
C.H. Chancay	0,186
C.H. Rucuy	0,000
C.H. Potrero	0,107
C.H. Yarucaya	0,145
C.S. Rubí	0,278
C.H. Renovandes H1	0,141
C.S. Intipampa	0,035
C.E. Wayra I	0,000
C.B. Huaycoloro II	0,031
C.H. Angel I	0,040
C.H. Angel II	0,082
C.H. Angel III	0,077

Central	Cargo por Prima S/ /kW-mes
C.H. Her	0,003
C.H. Carhuac	0,073
C.H. El Carmen	0,050
C.H. 8 de Agosto	0,085
C.H. Manta	0,032
C.T. Callao	0,022
Total	7,142

Asimismo, la Resolución N° 056-2023-OS/CD dispone que se deberá determinar, de conformidad con el “Procedimiento de Cálculo de la Prima para la Generación con Recursos Energéticos Renovables”, el valor del factor de actualización “p” aplicable a los Cargos por Prima. En este sentido, en esta sección se presenta el sustento de los valores que serán aplicables a partir del 04 de febrero de 2024.

2.1. Procedimiento de Pago del Suministro con Generación RER

De conformidad con el DL-1002, el Reglamento RER y los contratos adjudicados como resultado de las Subastas de Electricidad con Recursos Energéticos Renovables, el régimen de remuneración aplicable a la Generación RER es el siguiente:

- El Generador RER se compromete a entregar al sistema al menos su Energía Adjudicada (definición 1.4.13 del contrato²).
- 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 contrato³).
- Las inyecciones netas de energía hasta el límite de la Energía Adjudicada, serán remuneradas a la Tarifa de Adjudicación; en tanto las inyecciones netas de energía en exceso a la Energía Adjudicada se remuneran al correspondiente Costo Marginal (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.
- 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

² **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.

³ **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 puesta en operación comercial.

sea menor que el Ingreso Garantizado (definición 1.4.13 y numerales 6.2.1 y 6.2.7 del contrato⁴).

- e) 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.
- f) 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.

2.2. Modificaciones a la propuesta del COES

El COES, de conformidad con la norma “Procedimiento de Cálculo de la Prima para la Generación con Recursos Energéticos Renovables”, presentó su Informe Técnico COES/D/DO/SME-INF-14-2024 “Saldo Mensual por Compensar a la Generación de Electricidad con Recursos Energéticos Renovables (Ejecutado/Estimado) Calculado hasta abril 2024”, mediante Carta COES/D/DO-024-2024.

Luego de revisados los cálculos se modificó la propuesta de estimación de la Prima de modo que sea acorde con lo descrito en el apartado 2.1 previo, en los siguientes aspectos:

- a) Se incorpora el descuento de la recaudación esperada para el mes de enero de 2024 por aplicación de los cargos por prima vigentes en dicho mes.
- b) Se considera el tipo de cambio al 31 de diciembre de 2024 igual a 3,713 S//USD.
- c) Se considera como ingreso del Mercado de Corto Plazo, a los ingresos de energía y potencia informados por el COES hasta diciembre de 2023, de acuerdo con lo establecido artículo 19 del Reglamento RER.
- d) No se consideraron los Saldos de Transferencias⁵, incluidos por el COES dentro de los ingresos de energía del Mercado de Corto Plazo, debido a que estos no forman parte del ingreso de energía que establece el numeral 19.2 del artículo 19 del Reglamento RER⁶.

⁴ **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.

⁵ El COES define el Saldo de Transferencia para cada generador RER, como los pagos por prorratio de saldo resultante, prorratio de saldo sistema secundario, compensaciones por mínima carga / arranque-parada, compensaciones por regulación de frecuencia y pruebas aleatorias.

⁶ 19.2 Los ingresos anuales por energía de los Generadores Adjudicatarios conectados al SEIN están constituidos por la suma de los siguientes conceptos:

- a) Valorización a Costo Marginal de Corto Plazo de sus Inyecciones Netas de Energía; y
- b) Un monto anual por concepto de Prima, determinado como la diferencia entre:
 - i) La valorización a Tarifa de Adjudicación de sus Inyecciones Netas de Energía, hasta el límite de la Energía Adjudicada; y
 - ii) La valorización a Costo Marginal de Corto Plazo de sus Inyecciones Netas de Energía, hasta el límite de la Energía Adjudicada, más los Ingresos por Potencia determinados conforme al artículo 20.

Este monto anual por concepto de Prima será pagado en cuotas mensuales durante el año siguiente considerando la tasa de interés mensual correspondiente a la tasa de actualización que se refiere el artículo 79 del Decreto Ley N° 25844 “Ley de Concesiones Eléctricas” (en adelante “LCE”).

- e) En consecuencia, se recalcularon las Primas y Cargos por Prima propuestos por el COES, considerando la información mencionada en los literales a) al d) del presente numeral.

2.3. Revisión del Cargo por Prima RER

Para la revisión de los Cargos por Prima de las centrales de generación RER, para el año tarifario mayo 2023 – abril 2024, se han seguido los pasos establecidos en el procedimiento, los cuales se mencionan a continuación:

- Estimación del Saldo Mensual a Compensar para cada uno de los meses del Periodo Tarifario 2023 – 2024 cuyas transferencias en el COES aún no han sido efectuadas.
- Información de la liquidación de los meses del Periodo Tarifario mayo 2022 – abril 2023, cuyas transferencias en el COES han sido efectuadas.
- 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) y b) precedentes, de acuerdo con el artículo 4 del “Procedimiento de Cálculo de la Prima para la Generación con Recursos Energéticos Renovables”.
- 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, le corresponderá asignar un valor a cero (0).
- El cargo mensual se determina tomando en cuenta los meses de aplicación del cargo.
- Las adendas suscritas con el Ministerio de Energía y Minas, que fueron notificadas a Osinerghmin, en lo que respecta a la actualización del Índice de Precios “Finished Goods Less Food and Energy” de la serie WPSOP3500 a la serie WPSFD4131 o la que la sustituya en caso sea discontinuada.

En este sentido como resultado de esta modificación, se tienen los montos de liquidaciones y de saldo pendiente estimado que se presenta en el Cuadro N° 2.

Cuadro N° 2

Central	Liquidación (may '22 - abr '23) USD	SPE y SMP* (may '23 - abr '24) USD
Central Cogeneración Paramonga	-560 819,2	-2 229 979,0
C.H. Santa Cruz II	-241 135,5	-168 312,3
C.H. Santa Cruz I	-306 838,9	-157 792,3
C.H. Poechos 2	-256 076,5	-1 547 183,4
C.H. Roncador	-340 479,0	-275 782,9
C.H. La Joya	-368 064,7	-1 260 236,0
C.H. Carhuaquero IV	-57 649,1	66 607,8
C.H. Caña Brava	-12 402,9	207 250,3
C.T. Huaycoloro	-18 324,9	413 926,7
C.H. Huasahuasi I	-341 030,2	266 575,6

Central	Liquidación (may '22 - abr '23) USD	SPE y SMP* (may '23 - abr '24) USD
C.H. Huasahuasi II	-68 701,8	267 991,1
C.H. Nuevo Imperial	-9 500,8	-442 090,5
Repartición Solar 20T	-109 723,5	1 480 569,6
Majes Solar 20T	-103 556,6	1 466 292,4
Tacna Solar 20T	-136 715,6	2 167 865,1
Panamericana Solar 20T	-154 450,3	1 995 918,3
C.H. Yanapampa	-224 685,1	-277 532,5
C.H. Las Pizarras	-112 315,4	604 053,7
C.E. Marcona	-55 070,6	-1 394 023,0
C.E. Talara	-555 524,6	-1 127 213,3
C.E. Cupisnique	-2 619 513,7	-384 438,1
C.H. Runatullo III	-1 908 761,3	150 294,0
C.H. Runatullo II	-272 667,3	659 816,2
CSF Moquegua FV	-77 834,2	365 972,5
C.H. Canchaylo	-154 505,5	-1 191 482,2
C.T. La Gringa	-11 648,1	143 211,9
C.E. Tres Hermanas	-268 135,7	-4 726 130,6
C.H. Chancay	-198 762,4	-1 765 192,2
C.H. Rucuy	-661 954,1	-2 807 131,4
C.H. Potrero	-1 073 551,8	-91 138,7
C.H. Yarucaya	1 097 577,4	-210 114,3
C.S. Rubí	-1 632 970,9	-11 254 794,0
C.H. Renovandes H1	-262 271,3	-1 958 087,0
C.S. Intipampa	-718 738,6	-3 196 780,1
C.E. Wayra I	-6 780 354,2	-26 098 192,8
C.B. Huaycoloro II	-1 481,4	-197 232,3
C.H. Angel I	-1 128 127,1	-653 695,5
C.H. Angel II	-634 675,9	-417 829,9
C.H. Angel III	-690 427,5	-532 867,7
C.H. Her	-78 498,0	-86 939,9
C.H. Carhuac	-96 161,7	-1 246 687,1
C.H. El Carmen	-331 601,1	-184 295,4
C.H. 8 de Agosto	-1 035 889,2	-210 129,7
C.H. Manta	-2 594 075,6	-2 049 415,0
C.T. Callao	-6 201,9	-161 765,2
Total	-26 174 296,4	-58 048 139,03

Nota: El SPE incluye las proyecciones para el periodo febrero 2024 – abril 2024, y las transferencias ya realizadas para el periodo mayo – diciembre 2023 y proyectado para enero 2024.

Como resultado el Cargo por Prima para los meses restantes del Periodo Tarifario mayo 2023 – abril 2024 corresponde a lo mostrado en el Cuadro N° 3.

Cuadro N° 3

Central	Cargo por Prima (S/ /kW-mes)
Central Cogeneración Paramonga	0,000
C.H. Santa Cruz II	0,000
C.H. Santa Cruz I	0,000
C.H. Poechos 2	0,000
C.H. Roncador	0,000
C.H. La Joya	0,000
C.H. Carhuaquero IV	0,010
C.H. Caña Brava	0,040
C.T. Huaycoloro	0,081
C.H. Huasahuasi I	0,036
C.H. Huasahuasi II	0,050
C.H. Nuevo Imperial	0,000
Repartición Solar 20T	0,287
Majes Solar 20T	0,284
Tacna Solar 20T	0,421
Panamericana Solar 20T	0,386
C.H. Yanapampa	0,000
C.H. Las Pizarras	0,114
C.E. Marcona	0,000
C.E. Talara	0,000
C.E. Cupisnique	0,000
C.H. Runatullo III	0,000
C.H. Runatullo II	0,117
CSF Moquegua FV	0,068
C.H. Canchayllo	0,000
C.T. La Gringa	0,028
C.E. Tres Hermanas	0,000
C.H. Chancay	0,000
C.H. Rucuy	0,000
C.H. Potrero	0,000
C.H. Yarucaya	0,010
C.S. Rubí	0,000
C.H. Renovandes H1	0,000
C.S. Intipampa	0,000
C.E. Wayra I	0,000
C.B. Huaycoloro II	0,000

Central	Cargo por Prima (S/ /kW-mes)
C.H. Angel I	0,000
C.H. Angel II	0,000
C.H. Angel III	0,000
C.H. Her	0,000
C.H. Carhuac	0,000
C.H. El Carmen	0,000
C.H. 8 de Agosto	0,000
C.H. Manta	0,000
C.T. Callao	0,000
Total	1,932

Finalmente, dividiendo los cargos unitarios determinados entre los del Cuadro N° 3 con los del Cuadro N° 1, se obtienen los factores de actualización “p” a que se refiere la Resolución N° 113-2023-OS/CD, cuyos resultados se muestran en el Cuadro N° 4.

Cuadro N° 4

Central	Cargo por Prima Res 113-2023-OS/CD	Cargo por Prima Reajustado	Factor de Actualización “p”
Central Cogeneración Paramonga	0,108	0,000	0,0000
C.H. Santa Cruz II	0,054	0,000	0,0000
C.H. Santa Cruz I	0,049	0,000	0,0000
C.H. Poechos 2	0,075	0,000	0,0000
C.H. Roncador	0,012	0,000	0,0000
C.H. La Joya	0,092	0,000	0,0000
C.H. Carhuaquero IV	0,178	0,010	0,0562
C.H. Caña Brava	0,054	0,040	0,7407
C.T. Huaycoloro	0,137	0,081	0,5912
C.H. Huasahuasi I	0,071	0,036	0,5070
C.H. Huasahuasi II	0,073	0,050	0,6849
C.H. Nuevo Imperial	0,036	0,000	0,0000
Repartición Solar 20T	0,419	0,287	0,6850
Majes Solar 20T	0,420	0,284	0,6762
Tacna Solar 20T	0,535	0,421	0,7869
Panamericana Solar 20T	0,544	0,386	0,7096
C.H. Yanapampa	0,028	0,000	0,0000
C.H. Las Pizarras	0,173	0,114	0,6590
C.E. Marcona	0,253	0,000	0,0000
C.E. Talara	0,360	0,000	0,0000
C.E. Cupisnique	0,829	0,000	0,0000
C.H. Runatullo III	0,106	0,000	0,0000

Central	Cargo por Prima Res 113-2023-OS/CD	Cargo por Prima Reajustado	Factor de Actualización "p"
C.H. Runatullo II	0,125	0,117	0,9360
CSF Moquegua FV	0,212	0,068	0,3208
C.H. Canchayllo	0,011	0,000	0,0000
C.T. La Gringa	0,054	0,028	0,5185
C.E. Tres Hermanas	0,747	0,000	0,0000
C.H. Chancay	0,186	0,000	0,0000
C.H. Rucuy	0,000	0,000	0,0000
C.H. Potrero	0,107	0,000	0,0000
C.H. Yarucaya	0,145	0,010	0,0690
C.S. Rubí	0,278	0,000	0,0000
C.H. Renovandes H1	0,141	0,000	0,0000
C.S. Intipampa	0,035	0,000	0,0000
C.E. Wayra I	0,000	0,000	0,0000
C.B. Huaycoloro II	0,031	0,000	0,0000
C.H. Angel I	0,040	0,000	0,0000
C.H. Angel II	0,082	0,000	0,0000
C.H. Angel III	0,077	0,000	0,0000
C.H. Her	0,003	0,000	0,0000
C.H. Carhuac	0,073	0,000	0,0000
C.H. El Carmen	0,050	0,000	0,0000
C.H. 8 de Agosto	0,085	0,000	0,0000
C.H. Manta	0,032	0,000	0,0000
C.T. Callao	0,022	0,000	0,0000

(*) Se considera el factor de actualización igual a cero, por ser una división entre cero.

3. Compensación por Seguridad de Suministro para Plantas de Reserva Fría de Generación

En el artículo 6 del DL 1041, se establece que Osinergmin regulará el pago de una compensación adicional para los generadores eléctricos que operen con gas natural y que tengan equipos o instalaciones que permitan la operación alternativa de su central con otro combustible (duales), denominándose a esto “Compensación por Seguridad de Suministro”.

Posteriormente, en el artículo 1 del Decreto Supremo N° 001-2010-EM el MINEM dispuso 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. Es así que, en el marco de esta disposición reglamentaria se han adjudicado en el 2012, contratos de concesión por Reserva Fría en las ciudades de Eten, Talara, Ilo, Pucallpa y Puerto Maldonado.

Sobre el particular, mediante Resolución N° 651-2008-OS/CD se aprobó la norma “Procedimiento de Compensación Adicional por Seguridad de Suministro”, la cual fue modificada mediante Resolución N° 152-2012-OS/CD con la finalidad de precisar en ésta, la forma como se determinará, actualizará y recaudará el Cargo Unitario por Compensación por Seguridad de Suministro (en adelante “CUCSS”) que, de manera diferenciada, remunerará aquellas centrales adjudicadas por Proinversión bajo la modalidad de Reserva Fría, sin que ello afecte la remuneración ya establecida para las restantes unidades duales

Dentro del Proceso de Fijación de Precios en Barra para el periodo mayo 2023 – abril 2024, se determinaron los CUCSS de las plantas de Reserva Fría que se encuentran en operación comercial, conforme se estableció en la Resolución N° 056-2023-OS/CD (ver Cuadro N° 5).

Cuadro N° 5

(S//kW-mes)	Planta Talara	Planta Ilo	Planta Eten	Planta Puerto Maldonado	Planta Pucallpa
	1,012	2,190	1,144	0,139	0,242

Asimismo, la Resolución N° 056-2023-OS/CD dispone que estos cargos se aplicarán conforme estas plantas de Reserva Fría ingresen en operación comercial, y que las actualizaciones del cargo se realizarán en los periodos y formas establecidos en los respectivos contratos de Reserva Fría, en los cuales se señala que los precios de potencia ofertados serán ajustados a partir del cuarto día del primer mes de los siguientes trimestres febrero-abril, mayo-junio, agosto-octubre y noviembre-enero. En este sentido, en la presente sección se brinda el sustento de los valores que serán aplicables a partir del 04 de febrero de 2024.

3.1. Procedimiento de actualización de precio de potencia ofertado

De conformidad con los contratos de Reserva Fría de las Plantas Talara y Eten, los precios ofertados se actualizan de acuerdo a la fórmula (1), denominada fórmula de actualización.

$$\text{Precio Ajustado} = \text{Oferta} \times \text{Factor} \times \text{TC} \dots (1)$$

Donde:

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

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.

IPM₀ = IPM a la fecha de Puesta en Operación Comercial (POC), para el primer reajuste.

IPP = Índice de Precios "Finished Goods Less Food and Energy", Serie WPSSOP3500 publicado por el Bureau of Labor Statistics del US Department of Labor de los Estados Unidos. Se tomará en cuenta y como valor definitivo el valor publicado al último día del mes anterior aun cuando sea preliminar.

IPP₀ = IPP a la fecha de Puesta en Operación Comercial (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 ponderado venta o el que lo reemplace. Se tomará en cuenta el valor venta al último día hábil del mes anterior, publicado en el Diario Oficial El Peruano.

TC₀ = TC a la fecha de Puesta en Operación Comercial (POC), para el primer reajuste.

Por otro lado, para el contrato de Reserva Fría de la Planta Ilo, el precio ofertado se actualiza de acuerdo a fórmula (2), que corresponde a la fórmula de actualización desde la suscripción de su respectiva adenda.

$$\text{Precio Ajustado} = \text{Oferta} \times \text{Factor} \times \text{TC} \dots (2)$$

Donde:

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

Para las Reservas Frías de las Plantas Puerto Maldonado y Pucallpa, los precios ofertados se actualizan de acuerdo a fórmula (3), que corresponde a la fórmula de actualización vigente desde la fecha de suscripción de sus respectivas adendas.

$$Precio Ajustado = Oferta \times Factor \times TC \dots (3)$$

Donde:

$$Factor = \frac{IPP_{a3500}}{IPP_0} \times \frac{IPP}{IPP_{a4131}}$$

Donde:

- IPP : Índice WPSFD4131 (Finished Goods Less Food and Energy), publicado por el Departamento de Trabajo del Gobierno de los Estados Unidos de Norteamérica. Se tomará en cuenta y como valor definitivo, el valor publicado al último día del mes anterior aun cuando éste sea preliminar.
- IPP_{a3500} : Valor publicado como definitivo del mes de agosto 2015 del índice WPSSOP3500. En tal sentido dicho valor es 193,0.
- IPP₀ : Valor del Índice WPSSOP3500 a la fecha de la POC, para el primer reajuste.
- IPP_{a4131} : Valor publicado como definitivo del Índice WPSFD4131 del mismo mes IPPa3500. 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.
- IPM₀ : 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 ponderado venta, o el que lo reemplace. Se tomará en cuenta el valor venta al último día hábil del mes anterior, publicado en el Diario Oficial El Peruano.
- TC₀ : TC a la fecha de la POC, para el primer reajuste.

Asimismo, en los contratos de las plantas de Reserva Fría se establece que la fórmula de actualización se aplicará con una periodicidad trimestral y siempre que el Factor, para todos los casos, varíe en más de 5% respecto de la última actualización.

En este sentido, tomando los parámetros base a las fechas de Puesta en Operación Comercial de estas centrales de Reserva Fría; así como, los parámetros vigentes a diciembre de 2023⁷, se obtiene que no corresponde actualizar el Precio de oferta de ninguna central de Reserva Fría, debido a que la variación acumulada no superó el

⁷ Para el periodo febrero – abril 2024 corresponde utilizar los valores a enero de 2024; sin embargo, como aún no se tienen dichos valores, se utiliza los valores correspondientes a diciembre de 2023. Por tanto, en la siguiente actualización trimestral corresponde actualizarlos con los valores a enero de 2024.

5%, respecto a la última actualización, tal como se presenta en el Cuadro N° 6. Por lo tanto, los precios de oferta de las Plantas Ilo, Eten, Talara, Puerto Maldonado y Pucallpa se mantendrán de acuerdo al Cuadro N°7.

Cuadro N° 6

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-23)	280,912632	193,4	248,9	3,713	1,2737	0,66%
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-23)	280,912632	193,4	248,9	3,713	1,2702	0,67%
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-23)	280,912632	193,4	248,9	3,713	1,2538	0,61%
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-23)	-	-	248,9	-	1,2733	1,13%
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-23)	-	-	248,9	-	1,2733	1,13%

Cuadro N° 7

Planta	Potencia Contratada (MW)	Precio por Potencia (US\$/MW-mes)	Actualizado 1	Actualizado 2	Actualizado 3	Actualizado 4
Reserva Fría de Generación - Planta Ilo	460	7190	7567	7982	8599	9098
Reserva Fría de Generación - Planta Talara	187.34	7815	8240	8653	9320	9861
	190.35					
	193.07					
	196.07					
Reserva Fría de Generación - Planta Eten	217.55	7627	8021	8510	8980	9505
	223.71					
	228.77					
	230.00					
Reserva Fría de Generación - Planta Puerto Maldo	18	11719	12379	13145	13996	14755
Reserva Fría de Generación - Planta Pucallpa	40	9147	9662	10261	10925	11517

3.2. Procedimiento de liquidación

Conforme al artículo 7 de la norma “Compensación Adicional por Seguridad de Suministro”, corresponde realizar una liquidación del 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-013-2024 denominado “Compensaciones por Energía no Suministrada Asociadas a las Centrales de Reserva Fría de Generación, periodo octubre – diciembre 2023”, donde reporta lo siguiente:

- a) Las compensaciones por demora en el arranque y por energía no suministrada de las centrales de Reserva Fría, para los periodos en mención.
- b) Los montos de recaudación por el Cargo Adicional de Seguridad de Suministro, que fueron transferidos a las centrales de Reserva Fría, para el periodo octubre – diciembre 2023.

Asimismo, las premisas consideradas para el cálculo del CUCSS de las Centrales Térmicas de Reserva Fría son las siguientes

- a) Para la Potencia Adjudicada de cada proyecto, se está tomando el valor informado por las empresas.
- b) Para los precios de cada proyecto, se está tomando el precio ofertado; los reajustes se realizan si superan el 5%.
- c) Se actualizó los parámetros de tipo de cambio, índice por mayor e índice WPSFD1041 utilizados para la elaboración de la Resolución N° 193-2023-OS/CD, correspondientes a octubre de 2023.
- d) El tipo de cambio considerado corresponde al valor vigente al 31 de diciembre de 2023 (3,713 S//USD).
- e) Las compensaciones y penalidades consideradas son las correspondientes a diciembre de 2023.

Como resultado de esta revisión, más la proyección de recaudación al mes de enero de 2024, se obtuvieron los saldos a liquidación de las plantas de Talara, Ilo, Eten, Puerto Maldonado y Pucallpa, los cuales serán incluidos en el CUCSS de estas plantas para los tres (3) meses siguientes del período tarifario, conforme a se muestra en los Cuadros N° 8, N° 9, N° 10 y N° 11, respectivamente.

Cuadro N° 8 - Planta Ilo

Potencia Efectiva Contratada	MW	460
Precio por Potencia	USD/MW-mes	9 098
Estimado febrero – abril 2024	S/	46 615 080
Saldo pendiente	S/	1 819 885
Máxima Demanda Ventas	MW	6 969,53
Periodo de Recuperación	Meses	3
CUCSS por RF de Ilo	S//kW-mes	2,317

Cuadro N° 9 - Planta Talara

Potencia Efectiva Contratada	MW	196,07
Precio por Potencia	USD/MW-mes	9 861
Estimado febrero – abril 2024	S/	21 537 058
Saldo pendiente	S/	833 941
Máxima Demanda Ventas	MW	6 969,53
Periodo de Recuperación	meses	3
CUCSS por RF de Talara	S//kW-mes	1,070

Cuadro N° 10 - Planta Eten

Potencia Efectiva Contratada	MW	230,00
Precio por Potencia	USD/MW-mes	9 505
Estimado febrero – abril 2024	S/	24 350 929
Saldo pendiente	S/	948 782
Máxima Demanda Ventas	MW	6 969,53
Periodo de Recuperación	meses	3
CUCSS por RF de Puerto Eten	S//kW-mes	1,210

Cuadro N° 11 - Planta Puerto Maldonado

Potencia Efectiva Contratada	MW	18
Precio por Potencia	USD/MW-mes	14 755
Estimado febrero – abril 2024	S/	2 958 468
Saldo pendiente	S/	119 037
Máxima Demanda Ventas	MW	6 969,53
Periodo de Recuperación	meses	3
CUCSS por RF de Puerto Maldonado	S//kW-mes	0,147

Cuadro N° 12 - Planta Pucallpa

Potencia Efectiva Contratada	MW	40
Precio por Potencia	USD/MW-mes	11 517
Estimado febrero – abril 2024	S/	5 131 711
Saldo pendiente	S/	192 719
Máxima Demanda Ventas	MW	6 969,53
Periodo de Recuperación	meses	3
CUCSS por RF de Pucallpa	S//kW-mes	0,255

Finalmente, dividiendo los cargos unitarios determinados en los Cuadros N° 8, N° 9, N° 10, N° 11 y N° 12 entre los valores del Cuadro N° 5, se obtienen los factores de actualización “p” a que se refiere la Resolución N° 056-2023-OS/CD, y cuyos resultados se muestran el Cuadro N° 13.

Cuadro N° 13

Concepto	CUCSS Planta Talara	CUCSS Planta Ilo	CUCSS Planta Eten	CUCSS Planta Pto. Maldonado	CUCSS Planta Pucallpa
Resolución 056-2023-OS/CD (S//kW-mes)	1,012	2,190	1,144	0,139	0,242
Reajustado (S//kW-mes)	1,070	2,317	1,210	0,147	0,255
Factor de actualización p	1,0573	1,0580	1,0577	1,0576	1,0537

4. Compensación por FISE

Mediante Ley N° 29852, publicada el 13 de abril de 2012, se crea, entre otros, el FISE como un sistema de compensación energética, que permite 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 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 eléctricos sea compensado mediante un cargo a ser incluido en el peaje del Sistema Principal de Transmisión Eléctrica, administrado y regulado por Osinergmin, denominado “Cargo Unitario 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.

Mediante la Resolución N° 056-2023-OS/CD, se aprobó el cargo de Compensación por FISE, para el periodo mayo 2023 – abril 2024, cuyo valor se muestra en el Cuadro N° 14.

Cuadro N° 14

Cargo Unitario por FISE	Unidad
0,438	S//kW-mes

Asimismo, la Resolución N° 151-2013-OS/CD dispone que se deberá determinar, de conformidad con el “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”), el valor del factor de actualización “FA” aplicable al Peaje Unitario Anual por Compensación FISE. En este sentido, en la presente sección se presenta el sustento de los valores que serán aplicables a partir del 04 de febrero de 2024.

4.1. Determinación del Factor de Ajuste del Peaje Unitario Anual por compensación FISE

Conforme a lo establecido en el numeral 7.1 del artículo 7 del Procedimiento FISE, el Peaje Unitario Anual por Compensación FISE será reajustado trimestralmente en caso el Factor de Recaudación varíe en 5% o más respecto de la unidad (1,0000), caso contrario el peaje a aplicarse seguirá siendo el vigente.

Al respecto, de acuerdo con el Informe Técnico N° 054-2024-GRT, elaborado por la División de Gas Natural, se determinó que el Factor de Recaudación es de +24,01%, el cual supera el umbral de $\pm 5\%$; y, por lo tanto, corresponde reajustar el Peaje Unitario Anual por Compensación FISE.

El Cargo Unitario por Compensación FISE, se determina como el cociente del Monto Estimado a Compensar, entre el valor de la máxima demanda del sistema, conforme a la fórmula (4).

$$CFISE = \frac{MC}{D_{max} \times n \times 1000} \dots (4)$$

Donde:

- CFISE : Cargo Unitario por Compensación FISE en S//kW-mes.
- MC : Monto Estimado a Compensar⁸, expresado en S/.
- Dmax : Máxima demanda de ventas del año, expresada en MW.
- n : Período de recuperación.

Además, en el Informe Técnico N° 054-2024-GRT se determinó el Monto Reajustado total a Compensar⁹, por la aplicación del Cargo Unitario por Compensación FISE para el período mayo 2023 – diciembre 2023, por un valor de USD 774 679.

Por tanto, el Peaje Unitario por Compensación FISE aplicable al período febrero – abril 2024 es de 0,558 S//kW-mes; por lo que el Factor de Ajuste (FA) resulta ser 1,2694.

El factor FA será aplicado al valor del peaje aprobado mediante Resolución N° 056-2023-OS/CD a partir del 04 de febrero de 2024.

⁸ El Monto Estimado a Compensar incluye los saldos generados en cada liquidación.

⁹ Diferencia entre el monto a compensar y el monto recaudado por compensación

5. Compensación por cargo de Confiabilidad

Mediante el Decreto Supremo N° 044-2014-EM (en adelante “DS-044”) se dicta disposiciones orientadas a brindar confiabilidad a la cadena de suministro de energía ante situaciones temporales de falta de capacidad de producción o de transmisión eléctrica, en el contexto de la Ley N° 29970.

Para este fin, el DS-044 establece un mecanismo para implementar medidas que brinden confiabilidad a la cadena de suministro de energía ante situaciones temporales de falta de capacidad de producción o de transmisión eléctrica, para asegurar así el abastecimiento oportuno de energía.

Este mecanismo 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. Este mecanismo es implementado por el MINEM 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 planteado en el DS-044, 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 que es atendida por el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN). Este cargo servirá 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. Para lo cual, 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 Cargo de Confiabilidad”).

Como resultado de la aplicación del Procedimiento Cargo de Confiabilidad, mediante Resolución N° 056-2023-OS/CD se fijó el Cargo Unitario por Compensación de la Confiabilidad en la Cadena de Suministro de Energía, a ser adicionado al Peaje por

Conexión al Sistema Principal de Transmisión para el período mayo 2023 – abril 2024, tal como se muestra en el Cuadro N° 15.

Cuadro N° 15

Cargo Unitario por Compensación de la Confiabilidad en la Cadena de Suministro de Energía	(S//kW-mes)
	0,009

Asimismo, el Procedimiento Cargo de Confiabilidad dispone que se deberá determinar el valor del factor de actualización “p” trimestral aplicable a este cargo. En este sentido, en la presente sección se presenta el sustento del valor que será aplicable a partir del 04 de febrero de 2024.

5.1. Costos a Compensar

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.

5.1.1. Costos de Egesur S.A.

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 Osinermin 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 Osinermin a la Carta C-G-1461-2022/EGS.
- El 14 de octubre de 2022, con Oficio N° 1051-2022-OS-GSE-DSE/SGE, Osinermin 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 Osinermin 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/GSE 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/GSE.
- 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 Osinermin 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 puesta en operación comercial, 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.

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

5.1.2. Costos de Electro Oriente S.A.

La empresa Electro Oriente S.A. (Electro Oriente), 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, para efectos de lo dispuesto en el DS-044, ha presentado:

- Electro Oriente remitió 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.
- Electro Oriente remitió 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 Ministerio de Energía y Minas 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 puesta en operación comercial, si esto ocurriera.

Al respecto, de lo informado por División de Supervisión de Electricidad del Osinerghmin, hasta el cierre del presente informe, Electro Oriente no ha presentado mayor información respecto a las contrataciones y/o costos asociados a la operación de la CTE Yurimaguas, en el marco de la Resolución Ministerial N° 434-2023-MINEM/DM.

5.1.3. Costos de Hidrandina S.A.

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 viene gestionando las respectivas contrataciones a efectos de cumplir con lo dispuesto en la citada resolución; sin embargo, hasta el cierre del presente informe no se ha recibido información por parte de la empresa sobre los costos incurridos relacionados a la operación de la capacidad de generación de emergencia.

5.1.4. Costos Totales Incurridos

De acuerdo con el artículo 4 del Procedimiento Cargo de Confiabilidad se han estimado los gastos de los próximos meses, en base a los costos que se sustentan en contratos suscritos con proveedores de servicios, debido a que implican obligaciones de pago.

Asimismo, mediante Informe COES/D/DO/SME-INF-016-2024 el COES reportó las Compensaciones por Cargo de Confiabilidad de Cadena de Suministro de Energía de octubre a diciembre 2023.

De la evaluación de los costos incurridos, corresponde a Egesur S.A. devolver el monto de S/ 42 597,07, el cual deberá ser transferido a Electro Oriente S.A., a cuenta de los costos incurridos por esta última debido a la situación de grave deficiencia eléctrica al Sistema Eléctrico Subestación Yurimaguas.

Como consecuencia, corresponde compensar a Electro Oriente S.A. el cargo que resulte del monto de S/ 4 576 345 para los siguientes tres (3) meses del año tarifario mayo 2023 – abril 2024.

5.2. Determinación de los Factores de Ajuste del Cargo Unitario

El Cuadro N° 16 se muestra el cargo unitario aplicable a partir del 04 de febrero de 2024:

Cuadro N° 16

A compensar a Electro Oriente (S/)	4 576 345
Total a Compensar (S/)	4 576 345
Máxima Demanda Ventas (MW)	6969,53
Periodo de Recuperación (meses)	3
Cargo Unitario CCSE (S//kW-mes)	0,219

En consecuencia, este cargo unitario se divide entre el cargo del Cuadro N° 17 para obtener los factores de actualización “p” a que se refiere la Resolución N°056-2023-OS/CD.

Cuadro N° 17

Cargo Unitario CCSE Res 056 (S//kW-mes)	0,009
Cargo Unitario CCSE Ajustado (S//kW-mes)	0,219
Factor de actualización “p”	24,3193

6. Compensación por Cargo de Capacidad de Generación Eléctrica

En el artículo 1 de la Ley N° 29970, se establece que, a fin de incrementar la confiabilidad en la producción y transporte de energía, el MINEM, en uso de sus facultades, considerará como principios 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), entre otros.

En ese sentido, mediante el Decreto Supremo N° 038-2013-EM, se aprobó el Reglamento que Incentiva al Incremento de la Capacidad de Generación Eléctrica que estableció lo siguiente: i) se realizarán subastas para nueva capacidad de generación; ii) estas subastas serán convocadas y conducidas por Proinversión; 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 LCE y b) los ingresos provenientes del Cargo por Capacidad de Generación Eléctrica que será incorporado en el Peaje Unitario por Conexión al Sistema Principal de Transmisión.

En el marco de esta disposición reglamentaria, en el 2013 se realizó el concurso público internacional para promover la Inversión Privada en el Proyecto: “Nodo Energético en el Sur del Perú” conducido por Proinversión, resultando los contratos de compromiso de inversión de Samay I S.A. con la Planta N° 1 en la Región Arequipa (CT Puerto Bravo) y ENGIE Energía Perú S.A. con la Planta N° 2 en la Región Moquegua (CT NEPI).

Asimismo, mediante Resolución N° 073-2016-OS/CD se 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.

Por otro lado, dentro del Proceso de Fijación de Precios en Barra para el periodo mayo 2023 – abril 2024, se determinó el CUCGE de la CT Puerto Bravo y la CT NEPI, conforme se consignaron en la Resolución N° 056-2023-OS/CD y se muestra en el Cuadro N° 18.

Cuadro N° 18

S//kW-mes	CT Puerto Bravo	CT NEPI
	2,695	2,201

Asimismo, la Resolución N° 056-2023-OS/CD dispone que estos cargos se aplicarán conforme estas centrales ingresen en operación comercial¹⁰, y que las actualizaciones del cargo se realizarán en los periodos y formas establecidos en los respectivos contratos, en los cuales se señala que los precios de potencia ofertados serán ajustados a partir del cuarto día del primer mes de los siguientes trimestres febrero-abril, mayo-junio, agosto-octubre y noviembre-enero. En este sentido, en la presente sección se presenta el sustento de los valores que serán aplicables a partir del 04 de febrero de 2024.

6.1. Procedimiento de actualización de precio de potencia ofertado

De conformidad con los contratos de las centrales del Nodo Energético en el Sur del Perú y sus respectivas adendas, los precios ofertados se actualizan de acuerdo a la fórmula (5), que corresponde a la fórmula de actualización establecida en dichos contratos.

$$\text{Precio Ajustado} = \text{Oferta} \times \text{Factor} \times \text{TC} \dots (5)$$

Donde:

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

Dónde:

- IPP : Índice de Precios “Finished Goods Less Food and Energy”, Serie WPSFD4131, publicado por el Bureau of Labor Statistics (BLS) del US Department of Labor 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.
- IPP₀ : IPP la fecha de la POC, para el primer reajuste.
- 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.
- IPM₀ : IPM a la fecha de la POC, para el primer reajuste.
- TC : Tipo de Cambio. Valor de referencia para el dólar de los Estados Unidos de Norteamérica, determinado por la Superintendencia de Banca y Seguros y AFPs (SBS), correspondiente al tipo de cambio promedio ponderado venta, o el que lo reemplace. Se tomará en cuenta el valor venta al último día hábil del mes anterior, publicado en el Diario Oficial El Peruano.
- TC₀ : TC a la fecha de la POC, para el primer reajuste.

¹⁰ En el caso de las centrales de Puerto Bravo y NEPI, la primera ingresó en operación comercial en mayo 2016; mientras que, la segunda ingresó en operación comercial en octubre de 2016.

Asimismo, en los contratos de Nodo Energético en el Sur del Perú se establecen que la fórmula de actualización se aplicará con una periodicidad trimestral y siempre que el Factor varíe en más de 5%, respecto de la última actualización.

En este sentido, tomando los parámetros base a las fechas de Puesta en Operación Comercial de la CT Puerto Bravo (26 de mayo de 2016) y la CT NEPI (22 de octubre de 2016), en algunos casos correspondió actualizar los precios ofertados. Asimismo, considerando los parámetros vigentes a diciembre de 2023¹¹; se tiene que, no corresponde actualizar el Precio de oferta de las plantas que conforma el Nodo Energético en el Sur del Perú, al variar menos del 5% respecto a la última actualización, tal como se muestra en el Cuadro N° 19.

Cuadro N° 19

Central Térmica	POC	a	b	Caso	IPM	IPP	TC	Factor	Variación (%)
Puerto Bravo	26/05/2016	0.78	0.22	Base (Actualización Abr-22)	273.987612	233.5	3.838	1.1757	0.00%
				Actualización (Abr-23)	285.599940	246.2	3.719	1.2446	5.86%
				Acumulado (Dic-23)	280.912632	280.913	280.913	1.2519	0.59%
NEPI	22/10/2016	0.78	0.22	Base (Actualización Abr-22)	273.987612	233.5	3.838	1.1722	0.00%
				Actualización (Abr-23)	285.599940	246.2	3.719	1.2409	5.86%
				Acumulado (Dic-23)	280.912632	280.913	280.913	1.2482	0.59%

6.2. Procedimiento de liquidación

Para el presente proceso de actualización del CUCGE se ha tomado en cuenta la información alcanzada por el COES mediante el Informe COES/D/DO/SME-INF-015-2024, así como la información publicada de las transferencias de potencias en la página Web del COES.

Las premisas consideradas para el cálculo del CUCGE son las siguientes

- Para la Potencia Adjudicada de cada proyecto, se está tomando el valor informado por las empresas.
- Para los precios de cada proyecto, se está tomando el precio ofertado; los reajustes se realizan si superan el 5%.
- Para el ingreso de Potencia Firme se ha considerado las transferencias de potencia realizadas hasta diciembre de 2023, y en base a esta se ha proyectado los ingresos de Potencia Firme para los meses de enero a abril de 2024.

La demanda proyectada y el plan de obras para el periodo de enero a abril de 2024 ha considerado como referencia el Programa de Mediano Plazo del COES emitido mediante informe COES/D/DO/SPR-IPMPO-001-2024.

- Se actualizó los parámetros de tipo de cambio, índice por mayor e índice WPSFD1041 utilizados para la elaboración de la Resolución N° 193-2023-OS/CD, correspondientes a octubre de 2023.

¹¹ Para el periodo febrero – abril 2024 corresponde utilizar los valores a enero de 2024; pero, como no están disponibles dichos valores, se utiliza los valores correspondientes a diciembre de 2023. Por tanto, en la siguiente actualización trimestral corresponde reemplazarlos con los valores a enero de 2024.

- e) El tipo de cambio considerado para el periodo febrero a enero de 2024 es el valor vigente al 31 de diciembre de 2023 (3,713 S//USD)
- f) Las compensaciones y penalidades consideradas son las correspondientes al periodo tarifario mayo 2022 – abril 2023.

En base a los literales a) al e) de la presente sección, se tiene los resultados que se presentan en los Cuadros N° 20 y N° 21.

Cuadro N° 20 – CT Puerto Bravo

Potencia Efectiva Contratada	MW	600
Precio por Potencia	USD/MW-mes	8 586,50
Estimado febrero - abril 2024	S/	57 387 014
Saldo pendiente	S/	-1 151 919
Ingreso de Potencia febrero - abril 2024	S/	438 295
Máxima Demanda Ventas	MW	6969,53
Periodo de Recuperación	meses	3
CUCGE por CT Puerto Bravo	S//kW-mes	2,669

Cuadro N° 21 – CT NEPI

Potencia Efectiva Contratada	MW	600
Precio por Potencia	USD/MW-mes	7 135,18
Estimado febrero - abril 2024	S/	47 687 262
Saldo pendiente	S/	-7 100 829
Ingreso de Potencia febrero - abril 2024	S/	1 739 880
Máxima Demanda Ventas	MW	6969,53
Periodo de Recuperación	meses	3
CUCGE por CT NEPI	S//kW-mes	1,858

Finalmente, dividiendo los cargos unitarios determinados en los Cuadros N° 20 y N° 21 entre los valores del Cuadro N° 18, se obtienen los factores de actualización “p” a que se refiere la Resolución N° 056-2023-OS/CD tal como se muestra en el Cuadro N° 22.

Cuadro N° 22

Concepto	CUCGE de CT Puerto Bravo	CUCGE de CT NEPI
Resolución N° 056-2023-OS/CD (S//kW-mes)	2,695	2,201
Reajustado (S//kW-mes)	2,669	1,858
Factor de actualización “p”	0,9904	0,8442

7. Compensación por Cargo GGEE-DUP

Mediante Decreto Supremo N° 035-2013-EM publicado el 28 de agosto de 2013 y modificado mediante Decreto Supremo N° 044-2013-EM, se estableció un Mecanismo de Compensación para aquellos generadores eléctricos que se encuentren en operación comercial y que transfieran al Concesionario de Distribución de Gas Natural, ductos conectados directamente al Sistema Transporte de Gas Natural.

De acuerdo con el numeral 1.2 del Decreto Supremo N° 035-2013-EM, el Mecanismo de Compensación se registrará bajo los siguientes principios: i) el Generador Eléctrico pagará al Distribuidor de Gas Natural las tarifas que se aprueben; ii) El Generador Eléctrico solicitará a Osinergmin la compensación por el pago efectuado, por el tiempo señalado en la respectiva Resolución Ministerial; y iii) el Osinergmin ordenará el pago de la compensación a los Agentes que recaudan las tarifas y compensaciones de los Sistemas Secundarios y Complementarios de Transmisión, de las Áreas de Demanda que concentran más del treinta por ciento (30%) del consumo de energía del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.

Para tal efecto, Osinergmin aprobó mediante Resolución N° 114-2015-OS/CD, la Norma “Procedimiento para Aplicación del Mecanismo de Compensación establecido en el Decreto Supremo N° 035-2013-EM” (en adelante “Procedimiento GGEE-DUP”).

Asimismo, de la evaluación de la participación del consumo de energía del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional en las áreas de demanda aprobadas mediante Resolución N° 083-2015-OS/CD, se ha determinado que el área de demanda 15, es aquella que concentra más del treinta por ciento (30%) del consumo de energía, y asumirá el pago, según el mandato del Decreto Supremo N° 035-2013-EM.

Mediante Resolución N° 068-2023-OS/CD, se aprobó el Cargo Unitario por Compensación GGEE-DUP para el período mayo 2023 – abril 2024 de acuerdo al Cuadro N° 23.

Cuadro N° 23

ctm S/ /kWh	Cargo Unitario por GGEE-DUP

Asimismo, la Resolución N° 068-2023-OS/CD dispone que se deberá determinar, de conformidad con el Procedimiento GGEE-DUP, el valor del factor de actualización “FA” aplicable al Cargo Unitario por Compensación GGEE-DUP. En este sentido, en la

presente sección se presenta el sustento de los valores que serán aplicables a partir del 04 de febrero de 2024.

7.1. Factor de Ajuste del Cargo Unitario por Compensación GGEE-DUP

Conforme a lo establecido en el numeral 7.2 del Artículo 7 del Procedimiento GGEE-DUP, el Cargo Unitario por Compensación GGEE-DUP será reajustado trimestralmente en caso el Factor de Recaudación varíe en 5% o más respecto de la unidad (1,0000), caso contrario el cargo a aplicarse seguirá siendo el vigente.

Al respecto, de acuerdo con el Informe Técnico N° 055-2024-GRT, elaborado por la División de Gas Natural, se determinó que el Factor de Recaudación es -8,3% que resulta menor el umbral de $\pm 5\%$; por lo tanto, corresponde reajustar el Cargo Unitario por Compensación GGEE-DUP.

En ese sentido, el Cargo Unitario por Compensación GGEE-DUP se determina como el cociente del Monto Estimado a Compensar entre el valor presente de las demandas mensuales de las áreas que concentren más del 30%, conforme a la fórmula (6).

$$CUC = \frac{MC}{\sum_{mes=1}^{mes} \frac{D_{mes}}{(1 + \beta)^{mes}}} \dots (6)$$

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

Donde:

- CUC : Cargo Unitario por Compensación GGEE-DUP, expresado en ctm S//kWh
- MC : Monto Estimado a Compensar en el período de evaluación, expresado en miles S/
- D_{mes} : Demanda mensual de las Áreas de Demanda que concentren más del 30%, del período comprendido entre febrero a abril de 2024, expresada en GWh
- α : Tasa de Actualización anual, según el numeral 4.17 del Procedimiento GGEE-DUP
- β : Tasa de Actualización mensual calculada con la tasa de actualización anual
- mes : índice de variación del mes

Además, en el Informe Técnico N° 055-2024-GRT, se determinó el Monto Reajustado Total a Compensar, por aplicación del cargo Unitario por Compensación GGEE-DUP para el período mayo – diciembre 2023 en USD 1 374 697,63.

Por consiguiente, la demanda de energía eléctrica, a emplear en el cálculo del Cargo Unitario por Compensación GGEE-DUP para el periodo febrero – abril 2024, corresponde a aquella empleada en la resolución que fija las Tarifas y Compensaciones de los Sistemas Secundarios de Transmisión y Sistemas Complementarios de Transmisión aplicables al período comprendido entre el 01 de mayo de 2021 y el 30 de abril de 2025. Dichos valores se muestran en el Cuadro N° 24.

Cuadro N° 24.- Demanda Eléctrica para el Área de Demanda 15

Mes	Área de Demanda 15 (MWh)
Feb-24	4 156 881
Mar-24	4 416 161
Abr-24	4 236 610

Por tanto, el Cargo por Compensación GGEE-DUP reajustado aplicable al periodo febrero – abril 2024 es de 0,0398 ctm S//kWh; por tanto, el Factor de Ajuste (FA) resulta ser 1,1025.

El factor FA será aplicado al valor del cargo aprobado mediante Resolución N° 068-2023-OS/CD a partir del 04 de febrero de 2024.

El valor del cargo será aplicado a la demanda de todos los usuarios finales (regulados y libres en todos los niveles de tensión) en los sistemas eléctricos comprendidos en el Área de Demanda 15.

8. Recomendaciones

8.1. Aprobar los factores de actualización “p”

Conforme a lo sustentado en el presente informe, se recomienda aprobar los factores de actualización “p” de acuerdo al Cuadro N° 25, para su aplicación a partir 04 de febrero de 2024.

Cuadro N° 25

Cargo Unitario	Factor “p”	
Cargo Unitario por Compensación por Seguridad de Suministro RF: Reserva Fría	RF Planta Talara	1,0573
	RF Planta Ilo	1,0580
	RF Planta Eten	1,0577
	RF Planta Puerto Maldonado	1,0576
	RF Planta Pucallpa	1,0537
Cargo por Prima	Central Cogeneración Paramonga	0,0000
	C.H. Santa Cruz II	0,0000
	C.H. Santa Cruz I	0,0000
	C.H. Poechos 2	0,0000
	C.H. Roncador	0,0000
	C.H. La Joya	0,0000
	C.H. Carhuaquero IV	0,0562
	C.H. Caña Brava	0,7407
	C.T. Huaycoloro	0,5912
	C.H. Huasahuasi I	0,5070
	C.H. Huasahuasi II	0,6849
	C.H. Nuevo Imperial	0,0000
	Repartición Solar 20T	0,6850
	Majes Solar 20T	0,6762
	Tacna Solar 20T	0,7869
	Panamericana Solar 20T	0,7096
	C.H. Yanapampa	0,0000
	C.H. Las Pizarras	0,6590
	C.E. Marcona	0,0000
	C.E. Talara	0,0000

Cargo Unitario		Factor "p"
	C.E. Cupisnique	0,0000
	C.H. Runatullo III	0,0000
	C.H. Runatullo II	0,9360
	CSF Moquegua FV	0,3208
	C.H. Canchayllo	0,0000
	C.T. La Gringa	0,5185
	C.E. Tres Hermanas	0,0000
	C.H. Chancay	0,0000
	C.H. Rucuy	0,0000
	C.H. Potrero	0,0000
	C.H. Yarucaya	0,0690
	C.S. Rubí	0,0000
	C.H. Renovandes H1	0,0000
	C.S. Intipampa	0,0000
	C.E. Wayra I	0,0000
	C.B. Huaycoloro II	0,0000
	C.H. Angel I	0,0000
	C.H. Angel II	0,0000
	C.H. Angel III	0,0000
	C.H. Her	0,0000
	C.H. Carhuac	0,0000
	C.H. El Carmen	0,0000
	C.H. 8 de Agosto	0,0000
	C.H. Manta	0,0000
	C.T. Callao	0,0000
Cargo Unitario por FISE		1,2694
Cargo Unitario por CCCSE		24,3193
Cargo Unitario por Capacidad de Generación Eléctrica	CT Puerto Bravo	0,9904
	CT NEPI	0,8442

Adicionalmente, corresponde aprobar el Factor de Ajuste del cargo GGEE-DUP para su aplicación a partir del 04 de febrero de 2024, de acuerdo al Cuadro N° 26.

Cuadro N° 26

Cargo Unitario	Factor FA
Cargo Unitario por Compensación GGEE-DUP	1,1025



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

/pch-jfp-jpch