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

Período agosto 2024 – octubre 2024

Lima, julio de 2024

Resumen Ejecutivo

La Resolución N° 051-2024-OS/CD, que fijó los Precios en Barra para el periodo mayo 2024 – abril 2025, 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 agosto de 2024.

Cargo Unitario		Factor “p”
Cargo Unitario por Compensación por Seguridad de Suministro RF: Reserva Fría	RF Planta Talara	1,1040
	RF Planta Ilo	1,1032
	RF Planta Eten	1,1032
	RF Planta Puerto Maldonado	1,1037
	RF Planta Pucallpa	1,1068
Cargo por Prima	Central Cogeneración Paramonga	0,7308

Cargo Unitario	Factor "p"
C.H. Santa Cruz II	1,1489
C.H. Santa Cruz I	1,1463
C.H. Poechos 2	0,0000
C.H. Roncador	1,1000
C.H. La Joya	0,0000
C.H. Carhuaquero IV	0,2616
C.H. Caña Brava	0,9322
C.T. Huaycoloro	0,9071
C.H. Huasahuasi I	0,5732
C.H. Huasahuasi II	0,7273
C.H. Nuevo Imperial	1,2353
Repartición Solar 20T	1,0883
Majes Solar 20T	1,0879
Tacna Solar 20T	1,0979
Panamericana Solar 20T	1,0958
C.H. Yanapampa	1,2500
C.H. Las Pizarras	1,1257
C.E. Marcona	0,7811
C.E. Talara	1,8557
C.E. Cupisnique	1,7000
C.H. Runatullo III	0,6064
C.H. Runatullo II	1,0791
CSF Moquegua FV	1,0685
C.H. Canchaylo	0,0000
C.T. La Gringa	0,3158
C.E. Tres Hermanas	1,2039
C.H. Chancay	1,1930
C.H. Rucuy	0,0000
C.H. Potrero	0,5420
C.H. Yarucaya	1,0172
C.S. Rubí	0,0000
C.H. Renovandes H1	1,4930
C.S. Intipampa	0,0000
C.E. Wayra I	0,0000
C.B. Huaycoloro II	0,9565
C.H. Angel I	1,7912
C.H. Angel II	1,2207
C.H. Angel III	1,2158
C.H. Her	0,0000
C.H. Carhuac	2,0435
C.H. El Carmen	0,6275
C.H. 8 de Agosto	0,4867
C.H. Manta	0,0000
C.T. Callao	0,5238
Cargo Unitario por FISE	1,0000
Cargo Unitario por CCCSE	0,7829

Cargo Unitario		Factor “p”
Cargo Unitario por Capacidad de Generación Eléctrica	CT Puerto Bravo	1,0851
	CT NEPI	1,0631

Adicionalmente, cabe indicar que, mediante Resolución N° 063-2024-OS/CD se fijó el Cargo Unitario por Compensación GGEE-DUP, a ser adicionado al Peaje del SST y SCT, para el período mayo 2024 – abril 2025, 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 agosto de 2024.

Cargo Unitario	Factor FA
Cargo Unitario por Compensación GGEE-DUP	1,0000

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.....	22
4.1 DETERMINACIÓN DEL FACTOR DE AJUSTE DEL PEAJE UNITARIO ANUAL POR COMPENSACIÓN FISE	23
5. COMPENSACIÓN POR CARGO DE CONFIABILIDAD.....	24
5.1 COSTOS A COMPENSAR	25
5.1.1 Costos de Egesur S.A.	25
5.1.2 Costos de Electro Oriente S.A.....	28
5.1.3 Costos de Hidrandina S.A.	29
5.1.4 Costos Totales Incurridos	30
5.1.5 Costos no compensados a Adinelsa	30
5.2 DETERMINACIÓN DE LOS FACTORES DE AJUSTE DEL CARGO UNITARIO	31
6. COMPENSACIÓN POR CARGO DE CAPACIDAD DE GENERACIÓN ELÉCTRICA	33
6.1 PROCEDIMIENTO DE ACTUALIZACIÓN DE PRECIO DE POTENCIA OFERTADO	34
6.2 PROCEDIMIENTO DE LIQUIDACIÓN	35
7. COMPENSACIÓN POR CARGO GGEE-DUP.....	37
7.1 FACTOR DE AJUSTE DEL CARGO UNITARIO POR COMPENSACIÓN GGEE-DUP	38
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.

Mediante la Resolución N° 651-2008-OS/CD se 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”).

Asimismo, con la Resolución N° 001-2010-OS/CD se 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.

Así también, con la Resolución N° 151-2013-OS/CD se 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 GGEE-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 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. Lo mencionado ha sido recogido en la Resolución N° 051-2024-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° 063-2024-OS/CD, el Cargo Unitario por Compensación GGEE-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 agosto 2024 – octubre 2024, para lo cual se ha revisado la información recibida del COES, y los informes de la División de Gas Natural y la División de Supervisión Eléctrica de Osinergmin.

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 2024 – abril 2025, y como resultado se determinaron

los cargos consignados en la Resolución N° 051-2024-OS/CD y su modificatoria la Resolución N° 108-2024-OS/CD, tal como se muestra en el Cuadro N° 1.

Cuadro N° 1

Central	Cargo por Prima S/ /kW-mes
Central Cogeneración Paramonga	0,026
C.H. Santa Cruz II	0,047
C.H. Santa Cruz I	0,041
C.H. Poechos 2	0,000
C.H. Roncador	0,030
C.H. La Joya	0,015
C.H. Carhuaquero IV	0,172
C.H. Caña Brava	0,059
C.T. Huaycoloro	0,140
C.H. Huasahuasi I	0,082
C.H. Huasahuasi II	0,088
C.H. Nuevo Imperial	0,017
Repartición Solar 20T	0,419
Majes Solar 20T	0,421
Tacna Solar 20T	0,531
Panamericana Solar 20T	0,543
C.H. Yanapampa	0,020
C.H. Las Pizarras	0,191
C.E. Marcona	0,201
C.E. Talara	0,194
C.E. Cupisnique	0,590
C.H. Runatullo III	0,188
C.H. Runatullo II	0,139
CSF Moquegua FV	0,219
C.H. Canchayllo	0,000
C.T. La Gringa	0,057
C.E. Tres Hermanas	0,559
C.H. Chancay	0,114
C.H. Rucuy	0,000
C.H. Potrero	0,131
C.H. Yarucaya	0,116
C.S. Rubí	0,000
C.H. Renovandes H1	0,071
C.S. Intipampa	0,000
C.E. Wayra I	0,000
C.B. Huaycoloro II	0,023
C.H. Angel I	0,091
C.H. Angel II	0,145
C.H. Angel III	0,139
C.H. Her	0,000
C.H. Carhuac	0,023

Central	Cargo por Prima S/ /kW-mes
C.H. El Carmen	0,051
C.H. 8 de Agosto	0,113
C.H. Manta	0,000
C.T. Callao	0,021
Total	6,027

Asimismo, la Resolución N° 051-2024-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 agosto 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-135-2024 “Saldo Mensual por Compensar a la Generación de Electricidad con Recursos Energéticos Renovables (Ejecutado/Estimado) Calculado hasta abril 2025”, mediante Carta COES/D/DO-343-2024.

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 julio de 2024 por aplicación de los cargos por prima vigentes en dicho mes.
- b) Se considera el tipo de cambio al 30 de junio de 2024 igual a 3,837 S//USD.
- c) Se considera como ingreso del Mercado de Corto Plazo, a los ingresos de energía y potencia informados por el COES hasta junio de 2024, 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 prorrateo de saldo resultante, prorrateo 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 2024 – abril 2025, 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 2024 – 2025 cuyas transferencias en el COES aún no han sido efectuadas.
- Información de la liquidación de los meses del Periodo Tarifario mayo 2023 – abril 2024, 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 Osinergmin, 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 '23 - abr '24) USD	SPE y SMP* (may '24 - abr '25) USD
Central Cogeneración Paramonga	-2 545 032,7	2 176 589,4
C.H. Santa Cruz II	-245 954,2	1 010 490,6
C.H. Santa Cruz I	-247 992,1	898 974,6
C.H. Poechos 2	-1 772 626,4	1 314 596,9
C.H. Roncador	-379 530,4	788 058,8
C.H. La Joya	-2 324 250,5	1 401 132,7
C.H. Carhuaquero IV	33 952,4	670 184,2
C.H. Caña Brava	10 772,0	834 967,0
C.T. Huaycoloro	58 074,5	1 895 366,5
C.H. Huasahuasi I	68 663,1	667 723,5
C.H. Huasahuasi II	202 169,5	827 974,4

Central	Liquidación (may '23 - abr '24) USD	SPE y SMP* (may '24 - abr '25) USD
C.H. Nuevo Imperial	-467 331,8	673 981,5
Repartición Solar 20T	-41 821,1	7 024 611,7
Majes Solar 20T	-33 520,8	7 038 271,8
Tacna Solar 20T	-28 179,0	8 950 328,8
Panamericana Solar 20T	-23 587,6	9 138 087,6
C.H. Yanapampa	-338 632,0	635 364,7
C.H. Las Pizarras	155 726,2	3 181 075,1
C.E. Marcona	-2 730 487,3	4 431 444,1
C.E. Talara	-1 351 608,7	6 521 124,8
C.E. Cupisnique	-1 075 422,1	16 161 785,9
C.H. Runatullo III	22 191,9	1 737 669,8
C.H. Runatullo II	253 931,2	2 116 231,1
CSF Moquegua FV	-12 204,9	3 599 057,5
C.H. Canchaylo	-1 355 447,4	103 429,3
C.T. La Gringa	14 869,2	270 606,1
C.E. Tres Hermanas	-4 784 191,3	13 842 627,8
C.H. Chancay	-1 812 841,3	3 424 521,5
C.H. Rucuy	-3 230 339,2	183 954,7
C.H. Potrero	-220 354,3	1 256 746,4
C.H. Yarucaya	263 005,0	1 615 618,3
C.S. Rubí	-12 707 140,1	5 158 222,0
C.H. Renovandes H1	-1 935 696,3	3 055 647,7
C.S. Intipampa	-3 790 736,9	1 019 353,3
C.E. Wayra I	-30 010 088,5	-6 493 973,3
C.B. Huaycoloro II	-200 156,3	477 795,9
C.H. Angel I	-518 765,1	2 873 919,9
C.H. Angel II	-77 160,9	2 766 771,3
C.H. Angel III	-232 230,3	2 758 177,9
C.H. Her	-170 077,0	106 215,6
C.H. Carhuac	-1 205 519,4	1 608 585,9
C.H. El Carmen	-163 679,8	617 830,1
C.H. 8 de Agosto	-475 724,1	1 186 701,0
C.H. Manta	-3 448 277,2	-1 122 647,8
C.T. Callao	-152 435,4	276 256,1
Total	-79 025 687,728	118 681 452,688

Nota: El SPE incluye las proyecciones para el periodo agosto 2024 – abril 2025, y las transferencias ya realizadas para el periodo mayo – junio 2024 y proyectado para julio 2024.

Como resultado el Cargo por Prima para los meses restantes del Periodo Tarifario mayo 2024 – abril 2025 corresponde a lo mostrado en el Cuadro N° 3.

Cuadro N° 3

Central	Cargo por Prima (S/ /kW-mes)
Central Cogeneración Paramonga	0,019
C.H. Santa Cruz II	0,054
C.H. Santa Cruz I	0,047
C.H. Poechos 2	0,000
C.H. Roncador	0,033
C.H. La Joya	0,000
C.H. Carhuaquero IV	0,045
C.H. Caña Brava	0,055
C.T. Huaycoloro	0,127
C.H. Huasahuasi I	0,047
C.H. Huasahuasi II	0,064
C.H. Nuevo Imperial	0,021
Repartición Solar 20T	0,456
Majes Solar 20T	0,458
Tacna Solar 20T	0,583
Panamericana Solar 20T	0,595
C.H. Yanapampa	0,025
C.H. Las Pizarras	0,215
C.E. Marcona	0,157
C.E. Talara	0,360
C.E. Cupisnique	1,003
C.H. Runatullo III	0,114
C.H. Runatullo II	0,150
CSF Moquegua FV	0,234
C.H. Canchayllo	0,000
C.T. La Gringa	0,018
C.E. Tres Hermanas	0,673
C.H. Chancay	0,136
C.H. Rucuy	0,000
C.H. Potrero	0,071
C.H. Yarucaya	0,118
C.S. Rubí	0,000
C.H. Renovandes H1	0,106
C.S. Intipampa	0,000
C.E. Wayra I	0,000
C.B. Huaycoloro II	0,022
C.H. Angel I	0,163
C.H. Angel II	0,177
C.H. Angel III	0,169
C.H. Her	0,000

Central	Cargo por Prima (S/ /kW-mes)
C.H. Carhuac	0,047
C.H. El Carmen	0,032
C.H. 8 de Agosto	0,055
C.H. Manta	0,000
C.T. Callao	0,011
Total	6,660

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° 108-2024-OS/CD, cuyos resultados se muestran en el Cuadro N° 4.

Cuadro N° 4

Central	Cargo por Prima Res 108-2024-OS/CD	Cargo por Prima Reajustado	Factor de Actualización “p”
Central Cogeneración Paramonga	0,026	0,019	0,7308
C.H. Santa Cruz II	0,047	0,054	1,1489
C.H. Santa Cruz I	0,041	0,047	1,1463
C.H. Poechos 2	0,000	0,000	0,0000
C.H. Roncador	0,030	0,033	1,1000
C.H. La Joya	0,015	0,000	0,0000
C.H. Carhuaquero IV	0,172	0,045	0,2616
C.H. Caña Brava	0,059	0,055	0,9322
C.T. Huaycoloro	0,140	0,127	0,9071
C.H. Huasahuasi I	0,082	0,047	0,5732
C.H. Huasahuasi II	0,088	0,064	0,7273
C.H. Nuevo Imperial	0,017	0,021	1,2353
Repartición Solar 20T	0,419	0,456	1,0883
Majes Solar 20T	0,421	0,458	1,0879
Tacna Solar 20T	0,531	0,583	1,0979
Panamericana Solar 20T	0,543	0,595	1,0958
C.H. Yanapampa	0,020	0,025	1,2500
C.H. Las Pizarras	0,191	0,215	1,1257
C.E. Marcona	0,201	0,157	0,7811
C.E. Talara	0,194	0,360	1,8557
C.E. Cupisnique	0,590	1,003	1,7000
C.H. Runatullo III	0,188	0,114	0,6064
C.H. Runatullo II	0,139	0,150	1,0791
CSF Moquegua FV	0,219	0,234	1,0685
C.H. Canchayllo	0,000	0,000	0,0000
C.T. La Gringa	0,057	0,018	0,3158

Central	Cargo por Prima Res 108-2024-OS/CD	Cargo por Prima Reajustado	Factor de Actualización "p"
C.E. Tres Hermanas	0,559	0,673	1,2039
C.H. Chancay	0,114	0,136	1,1930
C.H. Rucuy	0,000	0,000	0,0000
C.H. Potrero	0,131	0,071	0,5420
C.H. Yarucaya	0,116	0,118	1,0172
C.S. Rubí	0,000	0,000	0,0000
C.H. Renovandes H1	0,071	0,106	1,4930
C.S. Intipampa	0,000	0,000	0,0000
C.E. Wayra I	0,000	0,000	0,0000
C.B. Huaycoloro II	0,023	0,022	0,9565
C.H. Angel I	0,091	0,163	1,7912
C.H. Angel II	0,145	0,177	1,2207
C.H. Angel III	0,139	0,169	1,2158
C.H. Her	0,000	0,000	0,0000
C.H. Carhuac	0,023	0,047	2,0435
C.H. El Carmen	0,051	0,032	0,6275
C.H. 8 de Agosto	0,113	0,055	0,4867
C.H. Manta	0,000	0,000	0,0000
C.T. Callao	0,021	0,011	0,5238

(*) 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 Osinergrmin 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 (dual), 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 2024 – abril 2025, se determinaron los CUCSS de las plantas de Reserva Fría que se encuentran en operación comercial, conforme se estableció en la Resolución N° 051-2024-OS/CD (ver Cuadro N° 5).

Cuadro N° 5

(S//kW-mes)	Planta Talara	Planta Ilo	Planta Eten	Planta Puerto Maldonado	Planta Pucallpa
	0,981	2,132	1,114	0,135	0,234

Asimismo, la Resolución N° 051-2024-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 agosto 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 Statistic 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:

$$\text{Factor} = a \times \frac{\text{IPP}_{a3500}}{\text{IPP}_0} \times \frac{\text{IPP}}{\text{IPP}_{a4131}} + b \times \frac{\text{IPM}}{\text{IPM}_0} \times \frac{\text{TC}_0}{\text{TC}}$$

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.

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

Donde:

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

Donde:

- IPP : Índice WPSFD4131 (Finished Goods Less Food and Energy), publicado por el Departamento de Trabajo del Gobierno de los Estados Unidos de Norteamérica. Se tomará en cuenta y como valor definitivo, el valor publicado al último día del mes anterior aun cuando éste sea preliminar.
- IPP_{a3500} : Valor publicado como definitivo del mes de agosto 2015 del índice WPSSOP3500. En tal sentido dicho valor es 193,0.
- 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.
- IPMo : 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 junio de 2024⁷, 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 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.

⁷ Para el periodo agosto – octubre 2024 corresponde utilizar los valores a julio de 2024; sin embargo, como aún no se tienen dichos valores, se utiliza los valores correspondientes a junio de 2024. Por tanto, en la siguiente actualización trimestral corresponde actualizarlos con los valores a julio de 2024.

Cuadro N° 6

Reserva Fría	POC	a	b	Caso	IPM	IPP (3500)	IPP (4131)	TC	Índice	Variación (%)
Planta Ilo	21/06/2013	0,78	0,22	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 (Jun-24)	277,635594	193,4	252,5	3,837	1,2789	1,07%
Planta Talara	13/07/2013	0,78	0,22	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 (Jun-24)	277,635594	193,4	252,5	3,837	1,2756	1,09%
Planta Eten	6/06/2015	0,78	0,22	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 (Jun-24)	277,635594	193,4	252,5	3,837	1,2578	0,93%
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 (Jun-24)	-	-	252,5	-	1,2916	2,58%
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 (Jun-24)	-	-	252,5	-	1,2916	2,58%

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-134-2024 denominado “Compensaciones por Energía no Suministrada Asociadas a las Centrales de Reserva Fría de Generación, periodo marzo – junio 2024”, 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 marzo – junio 2024.

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° 051-2024-OS/CD, correspondientes a abril de 2024.
- d) El tipo de cambio considerado corresponde al valor vigente al 30 de junio de 2024 (3,837 S//USD).
- e) Las compensaciones y penalidades consideradas son las correspondientes a junio de 2024.

Como resultado de esta revisión, más la proyección de recaudación al mes de julio 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 agosto 2024 – abril 2025	S/	144 515 536
Saldo pendiente	S/	4 587 686
Máxima Demanda Ventas	MW	7 042,31
Periodo de Recuperación	Meses	9
CUCSS por RF de Ilo	S//kW-mes	2,352

Cuadro N° 9 - Planta Talara

Potencia Efectiva Contratada	MW	196,07
Precio por Potencia	USD/MW-mes	9 861
Estimado agosto 2024 – abril 2025	S/	66 768 941
Saldo pendiente	S/	1 884 905
Máxima Demanda Ventas	MW	7 042,31
Periodo de Recuperación	meses	9
CUCSS por RF de Talara	S//kW-mes	1,083

Cuadro N° 10 - Planta Eten

Potencia Efectiva Contratada	MW	230,00
Precio por Potencia	USD/MW-mes	9 505
Estimado agosto 2024 – abril 2025	S/	75 492 471
Saldo pendiente	S/	2 396 956
Máxima Demanda Ventas	MW	7 042,31
Periodo de Recuperación	meses	9
CUCSS por RF de Puerto Eten	S//kW-mes	1,229

Cuadro N° 11 - Planta Puerto Maldonado

Potencia Efectiva Contratada	MW	18
Precio por Potencia	USD/MW-mes	14 755
Estimado agosto 2024 – abril 2025	S/	9 171 809
Saldo pendiente	S/	301 587
Máxima Demanda Ventas	MW	7 042,31
Periodo de Recuperación	meses	9
CUCSS por RF de Puerto Maldonado	S//kW-mes	0,149

Cuadro N° 12 - Planta Pucallpa

Potencia Efectiva Contratada	MW	40
Precio por Potencia	USD/MW-mes	11 517
Estimado agosto 2024 – abril 2025	S/	15 909 272
Saldo pendiente	S/	514 741
Máxima Demanda Ventas	MW	7 042,31
Periodo de Recuperación	meses	9
CUCSS por RF de Pucallpa	S//kW-mes	0,259

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° 051-2024-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 N° 051-2024-OS/CD (S//kW-mes)	0,981	2,132	1,114	0,135	0,234
Reajustado (S//kW-mes)	1,083	2,352	1,229	0,149	0,259
Factor de actualización p	1,1040	1,1032	1,1032	1,1037	1,1068

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 Osinerghmin, 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° 051-2024-OS/CD, se aprobó el cargo de Compensación por FISE, para el periodo mayo 2024 – abril 2025, cuyo valor se muestra en el Cuadro N° 14.

Cuadro N° 14

Cargo Unitario por FISE	Unidad
0,414	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 agosto 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° 582-2024-GRT, elaborado por la División de Gas Natural, se determinó que el Factor de Recaudación es de +2,36%, el cual no supera el umbral de $\pm 5\%$; y, por lo tanto, no corresponde reajustar el Peaje Unitario Anual por Compensación FISE.

Por lo tanto, el Factor de Ajuste (FA) resulta ser 1,0000 y el Peaje Unitario por Compensación FISE aplicable al período agosto – octubre 2024 se mantendrá en 0,414 S//kW-mes.

El factor FA será aplicado al valor del peaje aprobado mediante Resolución N° 051-2024-OS/CD a partir del 04 de agosto de 2024.

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 Osinerghmin

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° 051-2024-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 2024 – abril 2025, 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)
	0,441

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 agosto 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. cuyas principales cláusulas son:
 - Monto contractual de USD 3 551 328,00 por el servicio, tributos, seguros, transporte, inspecciones, pruebas y de ser el caso gastos laborales de acuerdo a la normativa vigente, así como cualquier otro costo que pueda tener incidencia en la ejecución del servicio.
 - El monto contractual se realizará en diez (10) pagos mensuales por USD 355 132, 80, a partir de la operación comercial del transformador.
- Mediante carta C-G-1245-2021/EGS, Egesur remitió información sobre la Contratación de Asesoría Técnica por el monto de S/ 30 000. Dicha información fue revisada por la División de Supervisión de Electricidad.
- Carta C-G-1461-2022/EGS del 20 de setiembre de 2022, Egesur remite el sustento de los gastos incurridos a agosto de 2022. Dicha información fue revisada por la División de Supervisión de Electricidad.
- El 27 de setiembre de 2022, con Oficio N° 973-2022-OS-GSE-DSE/SGE, la División de Supervisión de Electricidad del Osinergmin remitió observaciones a 3 facturas reportadas mediante la carta de Egesur.
- El 27 de setiembre de 2022, con Oficio N° 974-2022-OS-GSE-DSE/SGE, la División de Supervisión de Electricidad del Osinergmin solicitó a Consorcio Habilis S.A. – Generation Solutions Peru S.A.C. la copia de las facturas pagadas a la fecha.

- El 4 de octubre de 2022, con Carta S/N Consorcio Habilis S.A. – Generation Solutions Peru S.A.C. remitió al Osinergmin el reporte de pagos recibidos y las facturas emitidas.
- El 7 de octubre de 2022, con Carta C-C-020-2022, Egesur envió la subsanación de observaciones del Osinergmin a la Carta C-G-1461-2022/EGS.
- El 14 de octubre de 2022, con Oficio N° 1051-2022-OS-GSE-DSE/SGE, Osinergmin solicitó a Egesur completar la información remitida con las cartas C-G-1461-2022/EGS y C-C-020-2022.
- Mediante carta N° C-C-038-2022/EGS, Egesur envió la subsanación de observaciones del Osinergmin correspondiente al Oficio N° 1051-2022-OS-GSE-DSE/SGE.
- Mediante carta N° C-C-066-2022/EGS, Egesur remite el sustento de los gastos incurridos a octubre de 2022. Dicha información fue revisada por la División de Supervisión de Electricidad.
- Con Oficio N° 1096-2022-OS-GSE-DSE/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 Osinergmin mediante los Informes Técnicos DSE-SGE-299-2022, DSE-SGE-334-2022, DSE-SGE-341-2022, DSE-SGE-35-2023 y DSE-SGE-42-2023, presenta el resultado de la supervisión de los costos incurridos por Egesur correspondiente al periodo mayo 2022 – enero 2023.
- Mediante carta N° C-C-114-2023/EGS, Egesur remite el sustento de los gastos incurridos a marzo de 2023. Dicha información fue revisada por la División de Supervisión de Electricidad, remitiendo el Informe Técnico DSE-SGE-86-2023.
- Mediante carta N° C-C-132-2023/EGS, Egesur remite el sustento de los gastos incurridos a abril de 2023. Dicha información fue revisada por la División de Supervisión de Electricidad, remitiendo el Informe Técnico DSE-SGE-103-2023.
- Mediante carta N° C-C-171-2023/EGS, Egesur remite el sustento de los gastos incurridos a mayo de 2023. Dicha información fue revisada por la División de Supervisión de Electricidad, remitiendo el Informe Técnico DSE-SGE-134-2023.

- Mediante carta N°CC-081-2023/EGS, Egesur remite el sustento de los gastos incurridos a febrero de 2023. Dicha información fue revisada por la División de Supervisión de Electricidad, remitiendo el Informe Técnico DSE-SGE-169-2023.

Asimismo, se emitió la Resolución Ministerial N° 304-2022-MINEM/DM, en el marco de la Resolución Ministerial N° 276-2019-MINEM/DM que declaró en situación de grave deficiencia eléctrica al Sistema Eléctrico Subestación Independencia, ampliando el periodo de declaración de grave deficiencia de dicho sistema como máximo hasta el 10 de setiembre 2023, o hasta que la S.E. Chíncha 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.

Asimismo, mediante carta N° C-C-054-2024/EGS, Egesur ha presentado información adicional respecto a los costos incurridos, la cual se encuentra en evaluación por parte de la División de Supervisión de Electricidad, y cuyos resultados serán incluidos en las correspondientes actualizaciones trimestrales del cargo de corresponder.

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

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, mediante carta N° G-77-2024 Electro Oriente informa que contó con el arrendamiento de generación adicional de 3 MW hasta el 05 de enero 2024, para lo cual adjunta la adenda efectuada al contrato G-209-2023 firmado por Electro Oriente y AGREKKO PERÚ S.A.C. Considerando ello, se efectuó la proyección correspondiente relacionada a la operación de dicha generación adicional a la fecha informada de culminación contractual, ya que al cierre del presente informe no se reportan los costos incurridos a ser reconocidos por dicha generación adicional para los últimos meses del año 2023 e inicios del año 2024.

De lo informado por División de Supervisión de Electricidad del Osinerghmin, hasta el cierre del presente informe, Electro Oriente ha presentado el contrato G-128-2024, mediante el cual realiza una nueva contratación de generación adicional, siendo considerado en la proyección de costos en el marco de la Resolución Ministerial N° 434-2023-MINEM/DM.

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 o costos asociados, así como de los ingresos correspondientes a la operación de la CTE Yurimaguas, en el marco de la Resolución Ministerial N° 434-2023-MINEM/DM. Considerando la información disponible y la operación prevista, se han considerado los costos proyectados y los ingresos estimados por ventas de energía tomando como referencia el Precio a Nivel Generación.

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, la empresa Hidrandina ha informado mediante carta N° HDNA-GR/CF-0124-2024, el contrato GA/L-015-2024 celebrado entre dicha empresa y el CONSORCIO AGREKKO por el alquiler de la CTE Chao, cuya operación una vez puesta en servicio culminará el 30 de setiembre de 2024. En ese sentido, se ha realizado la proyección correspondiente relacionada a la operación de dicha generación a la fecha informada de culminación. Asimismo, Hidrandina a presentado la siguiente información:

- Mediante carta N° HDNA-GR/CF-0575-2024, Hidrandina remite el sustento de los gastos incurridos de manera parcial del periodo de diciembre de 2023 a junio 2024). Dicha información fue revisada por la División de Supervisión de Electricidad, remitiendo el Informe Técnico DSE-SGE-149-2024.
- Mediante carta N° HDNA-GR/CF-0695-2024, Hidrandina remite el sustento de los gastos incurridos e ingresos por ventas de energía a junio 2024. Dicha información se encuentra en revisión por parte la División de Supervisión de Electricidad, cuyos resultados serán incluidos en las siguientes actualizaciones.

Considerando la información disponible y la operación prevista, se han considerado los costos proyectados y los ingresos estimados por ventas de energía tomando como referencia el Precio a Nivel Generación.

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-137-2024 el COES reportó las Compensaciones por Cargo de Confiabilidad de Cadena de Suministro de Energía de marzo a junio 2024.

De la evaluación de los costos incurridos, corresponde repartir proporcionalmente el monto recaudado mensualmente por aplicación del Cargo Unitario por Compensación de la Confiabilidad en la Cadena de Suministro de Energía, correspondiendo asignar de lo recaudado, el 1% a la empresa Electro Oriente S.A., y el 99 % a la empresa Hidrandina S.A.

Como consecuencia, corresponde compensar tanto a Electro Oriente S.A. como a Hidrandina S.A. el cargo que resulte del total de S/ 21 883 067 para los siguientes nueve (9) meses.

5.1.5 Costos no compensados a Adinelsa

Mediante la Resolución Ministerial N° 013-2023-MINEM/DM (RM-013) del 10 de enero de 2023, el Ministerio de Energía y Minas declaró en Situación de Grave Deficiencia el Sistema Eléctrico Nasca hasta la puesta en servicio de la S.E. Cahuachi, prevista para el 10 de setiembre de 2023. Asimismo, designó a la Empresa de Administración de Infraestructura Eléctrica S.A. (Adinelsa) instalar una generación adicional de 8 MW para atender y solucionar temporalmente la situación de emergencia identificada.

Con cartas N° 521- 2023 -GCP-ADINELSA, N° 462- 2024-GCP-ADINELSA, N° 622- 2024-GCP-ADINELSA y N° 643- 2024-GCP-ADINELSA, Adinelsa solicita el reembolso de S/ 77 699,90 por concepto de gastos preliminares para la implementación de la generación adicional solicitada con la RM-013

Al respecto, el numeral 4.1 del Procedimiento Cargo de Confiabilidad, establece que *“Los Costos Totales Estimados están compuestos por la suma de los costos de contrataciones y adquisiciones de obras, bienes y servicios necesarios para la puesta en servicio de la Instalación Adicional y los costos asociados a la operación del mismo, que se proyectan realizar en aplicación de la declaración de emergencia correspondiente. Estos costos deben ser informados a partir de que la instalación se encuentre prestando el servicio por la Situación de Emergencia Eléctrica y se hayan iniciado los egresos por parte de la empresa pública”* (el subrayado es nuestro).

Ahora bien, de acuerdo con el Memorándum N° DSE 482-2024 la División de Supervisión Eléctrica de Osinerghmin, la generación adicional requerida por la RM-103, durante el periodo de Situación de Grave Deficiencia el Sistema Eléctrico Nasca, que finalizó en noviembre de 2023 con la puesta en operación de la SE Cahuchi, no fue contratada ni instalada por parte de Adinelsa.

Por lo tanto, considerando el Procedimiento Cargo por Confiabilidad y que la información presentada por Adinelsa corresponde a gastos preliminares, y al no haberse evidenciado la implementación de las medidas temporales que incrementen o restituyan la seguridad del suministro de electricidad en el Sistema Eléctrico Nasca, en atención a lo establecido en la RM-013, no corresponde a Osinerghmin efectuar el reembolso de los gastos informados por Adinelsa.

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 agosto de 2024:

Cuadro N° 16

A compensar a Electro Oriente (S/)	220 676
A compensar a Hidrandina (S/)	21 662 391
Total a Compensar (S/)	21 883 067
Máxima Demanda Ventas (MW)	7 042,31
Periodo de Recuperación (meses)	9
Cargo Unitario CCSE (S//kW-mes)	0,345

De la evaluación de los costos incurridos, corresponde repartir proporcionalmente el monto recaudado por aplicación del Cargo Unitario por Compensación de la Confiabilidad en la Cadena de Suministro de Energía, correspondiendo asignar de lo recaudado mensualmente, el 1% a la empresa Electro Oriente S.A., y el 99 % a la empresa Hidrandina S.A.

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°051-2024-OS/CD.

Cuadro N° 17

Cargo Unitario CCSE Res 051 (S//kW-mes)	0,441
Cargo Unitario CCSE Ajustado (S//kW-mes)	0,345
Factor de actualización "p"	0,783

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 2024 – abril 2025, se determinó el CUCGE de la CT Puerto Bravo y la CT NEPI, conforme se consignaron en la Resolución N° 051-2024-OS/CD y se muestra en el Cuadro N° 18.

Cuadro N° 18

S//kW-mes	CT Puerto Bravo	CT NEPI
	2,584	1,980

Asimismo, la Resolución N° 051-2024-OS/CD dispone que estos cargos se aplicarán conforme estas centrales ingresen en operación comercial⁸, 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 agosto 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:

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

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.

⁸ 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 junio de 2024⁹; 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 (Jun-24)	277,635594	252,502	3,837	1,2551	0,84%
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 (Jun-24)	277,635594	252,502	3,837	1,2514	0,85%

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-136-2024, 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 junio de 2024, y en base a esta se ha proyectado los ingresos de Potencia Firme para los meses de julio de 2024 a abril de 2025.
- En el caso de los ingresos por potencia, se ha considerado las resoluciones N° 137-2023-OS/CD, N° 167-2023-OS/CD y N° 082-2024-OS/CD.

La demanda proyectada y el plan de obras para el periodo de julio de 2024 a abril de 2025 ha considerado como referencia el Programa de Mediano Plazo del COES emitido mediante informe COES/D/DO/SPR-IPMPO-007-2024.

⁹ Para el periodo agosto – octubre 2024 corresponde utilizar los valores a julio de 2024; pero, como no están disponibles dichos valores, se utiliza los valores correspondientes a junio de 2024. Por tanto, en la siguiente actualización trimestral corresponde reemplazarlos con los valores a julio de 2024.

- e) Se actualizó los parámetros de tipo de cambio, índice por mayor e índice WPSFD1041 utilizados para la elaboración de la Resolución N° 051-2024-OS/CD, correspondientes a junio de 2024.
- f) El tipo de cambio considerado para el periodo agosto a octubre de 2024 es el valor vigente al 30 de junio de 2024 (3,837 S//USD)
- g) Las compensaciones y penalidades consideradas son las correspondientes al periodo tarifario mayo 2023 - abril 2024.

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 agosto 2024 - abril 2025	S/	177 910 563
Saldo pendiente	S/	-218 590
Ingreso de Potencia agosto 2024 - abril 2025	S/	0
Máxima Demanda Ventas	MW	7 042,3
Periodo de Recuperación	meses	9
CUCGE por CT Puerto Bravo	S//kW-mes	2,804

Cuadro N° 21 – CT NEPI

Potencia Efectiva Contratada	MW	600
Precio por Potencia	USD/MW-mes	7 135,18
Estimado agosto 2024 - abril 2025	S/	147 839 503
Saldo pendiente	S/	-14 440 945
Ingreso de Potencia agosto 2024 - abril 2025	S/	0
Máxima Demanda Ventas	MW	7 042,3
Periodo de Recuperación	meses	9
CUCGE por CT NEPI	S//kW-mes	2,105

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° 051-2024-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° 051-2024-OS/CD (S//kW-mes)	2,584	1,980
Reajustado (S//kW-mes)	2,804	2,105
Factor de actualización "p"	1,0851	1,0631

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 regirá 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 Osinermin la compensación por el pago efectuado, por el tiempo señalado en la respectiva Resolución Ministerial; y iii) el Osinermin 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 de treinta por ciento (30%) del consumo de energía del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.

Para tal efecto, Osinermin 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 de 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° 063-2024-OS/CD, se aprobó el Cargo Unitario por Compensación GGEE-DUP para el período mayo 2024 – abril 2025 de acuerdo al Cuadro N° 23.

Cuadro N° 23

ctm S/ /kWh	Cargo Unitario por GGEE-DUP
	0,0265

Asimismo, la Resolución N° 063-2024-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 agosto 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° 583-2024-GRT, elaborado por la División de Gas Natural, se determinó que el Factor de Recaudación es 0,06% que resulta menor el umbral de $\pm 5\%$; por lo tanto, corresponde reajustar el Cargo Unitario por Compensación GGEE-DUP.

Por lo tanto, el Factor de Ajuste (FA) resulta ser 1,0000 y el Cargo por Compensación GGEE-DUP reajustado aplicable al periodo agosto 2024 – octubre 2024 se mantendrá igual a 0,0265 ctm S//kWh.

El factor FA será aplicado al valor del cargo aprobado mediante Resolución N° 063-2024-OS/CD a partir del 04 de agosto 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° 24, para su aplicación a partir 04 de agosto de 2024.

Cuadro N° 24

Cargo Unitario		Factor “p”
Cargo Unitario por Compensación por Seguridad de Suministro RF: Reserva Fría	RF Planta Talara	1,1040
	RF Planta Ilo	1,1032
	RF Planta Eten	1,1032
	RF Planta Puerto Maldonado	1,1037
	RF Planta Pucallpa	1,1068
Cargo por Prima	Central Cogeneración Paramonga	0,7308
	C.H. Santa Cruz II	1,1489
	C.H. Santa Cruz I	1,1463
	C.H. Poechos 2	0,0000
	C.H. Roncador	1,1000
	C.H. La Joya	0,0000
	C.H. Carhuaquero IV	0,2616
	C.H. Caña Brava	0,9322
	C.T. Huaycoloro	0,9071
	C.H. Huasahuasi I	0,5732
	C.H. Huasahuasi II	0,7273
	C.H. Nuevo Imperial	1,2353
	Repartición Solar 20T	1,0883
	Majes Solar 20T	1,0879
	Tacna Solar 20T	1,0979
	Panamericana Solar 20T	1,0958
	C.H. Yanapampa	1,2500
	C.H. Las Pizarras	1,1257
	C.E. Marcona	0,7811
	C.E. Talara	1,8557
C.E. Cupisnique	1,7000	

Cargo Unitario		Factor "p"
	C.H. Runatullo III	0,6064
	C.H. Runatullo II	1,0791
	CSF Moquegua FV	1,0685
	C.H. Canchayllo	0,0000
	C.T. La Gringa	0,3158
	C.E. Tres Hermanas	1,2039
	C.H. Chancay	1,1930
	C.H. Rucuy	0,0000
	C.H. Potrero	0,5420
	C.H. Yarucaya	1,0172
	C.S. Rubí	0,0000
	C.H. Renovandes H1	1,4930
	C.S. Intipampa	0,0000
	C.E. Wayra I	0,0000
	C.B. Huaycoloro II	0,9565
	C.H. Angel I	1,7912
	C.H. Angel II	1,2207
	C.H. Angel III	1,2158
	C.H. Her	0,0000
	C.H. Carhuac	2,0435
	C.H. El Carmen	0,6275
	C.H. 8 de Agosto	0,4867
	C.H. Manta	0,0000
	C.T. Callao	0,5238
Cargo Unitario por FISE		1,0000
Cargo Unitario por CCCSE		0,7829
Cargo Unitario por Capacidad de Generación Eléctrica	CT Puerto Bravo	1,0851
	CT NEPI	1,0631

Adicionalmente, corresponde aprobar el Factor de Ajuste del cargo GGEE-DUP para su aplicación a partir del 04 de agosto de 2024, de acuerdo al Cuadro N° 25.

Cuadro N° 25

Cargo Unitario	Factor FA
Cargo Unitario por Compensación GGEE-DUP	1,0000



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

/pch-jfp-jpch