

### **Informe Legal N° 212-2024-GRT**

### **Informe legal sobre la fijación de los Precios en Barra y demás cargos tarifarios, correspondientes al periodo mayo 2024 – abril 2025**

**Para** : **Ing. Severo Buenalaya Cangalaya**  
Gerente de la División de Generación y Transmisión Eléctrica

**Referencia** : D. 480-2023-GRT

**Fecha** : 08 de abril de 2024

---

#### **Resumen**

En el presente informe se analiza la procedencia de la fijación de los Precios en Barra y los diversos conceptos y cargos tarifarios del periodo mayo 2024 - abril 2025 y se realiza el análisis de los comentarios con contenido legal recibidos sobre el proyecto tarifario.

Dentro del plazo establecido en el proyecto tarifario, se recibieron las sugerencias de 14 empresas. Luego del análisis jurídico de los comentarios de índole legal, esta Asesoría concluye lo siguiente:

- El PR-34, de acuerdo con el Contrato de Concesión, se utiliza en lo que resulta aplicable, lo cual debe ser complementado con las disposiciones normativas que rigen el accionar de Osinerghmin en su función reguladora, no amparando reglas destinadas a otros objetivos y agentes, como ha ocurrido en regulaciones previas. En el Informe Técnico se analizan las diferencias que determinan que no resulta aplicable, como lo autoriza el Contrato, todos los textos del PR-34.
- Se recomienda aceptar el comentario de la empresa Generadora de Energía del Perú S.A., mediante el cual solicita la reducción de la energía adjudicada en la regulación de las Centrales Hidroeléctricas Ángel I, Ángel II y Ángel III; toda vez que ha ocurrido la modificación de los respectivos contratos, correspondiendo su aplicación desde momento en adelante.
- Se recomienda no aceptar el comentario de Engie Energía Perú S.A., mediante el cual solicita una devolución sobre el Peaje por Conexión y las reglas para minimizar la diferencia que asume, toda vez que la normativa vigente establece que, recae en los generadores asumir el saldo por Peaje de Conexión (a favor o en contra) respecto de la recaudación autorizada al transmisor, no correspondiendo devolución alguna o el establecimiento de reglas regulatorias que modifiquen la normativa.
- Se recomienda no aceptar el comentario del Consorcio Transmantaro S.A. referido a que se utilice como índice de actualización -para sus contratos SPT y SGT- el IPP publicado (preliminar); toda vez que, en los Contratos de Transmantaro no lo establece de ese modo, por lo tanto, debe aplicarse según lo dispuesto en el Procedimiento de Liquidación, el último dato de la serie publicado como definitivo.

- Se recomienda no aceptar el comentario de Interconexión ISA Perú S.A. referido a utilizar el índice de actualización disponible en la fecha de actualización de las tarifas para el Contrato SPT; toda vez que existe un pronunciamiento -sobre la misma solicitud de esta empresa- del órgano jurisdiccional que tiene calidad de cosa juzgada en sentido distinto, y es conforme lo viene aplicando el Regulador.
- Se recomienda no aceptar el comentario de Red de Energía del Perú S.A., sobre el recálculo de la liquidación por la postergación de las tarifas en el año 2020 y sobre el descuento por ampliaciones de bienes retirados; toda vez que, estas materias se encuentran judicializadas, no pudiendo el Regulador, avocarse a causas pendientes de resolución judicial, independientemente del análisis de fondo realizado por Osinerghmin que rechazó tales pretensiones en su oportunidad.
- Se recomienda no aceptar el comentario del Subcomité de Generadores del COES sobre el valor del canon del agua pues en virtud de lo establecido en la Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento, éstos se refieren al precio promedio de la energía a nivel generación lo que resulta compatible con el precio promedio de la energía del Precio a Nivel Generación aprobado por Osinerghmin.
- Se recomienda no aceptar el comentario de Red de Energía del Perú S.A., sobre la actualización mensual de instalaciones de generación/demanda, toda vez que, no es materia del presente proceso establecer o crear fórmulas de actualización para las instalaciones de transmisión, independientemente de que, conforme se pronunció Osinerghmin no corresponde actualización alguna dentro del periodo tarifario para este tipo de regulación.
- Con relación al comentario de Electro Oriente S.A. sobre el reconocimiento de sus contratos derivados de concursos públicos, corresponde señalar que los documentos que haya pactado y se rigen por la normativa aplicable, incluyendo a la Ley de Contrataciones del Estado, vinculan a las partes que lo suscriben, previa gestión de la empresa y elaboración de sus bases, no así al Regulador que está obligado a sujetarse a las normas que rigen su accionar. Por tanto, el área técnica debe verificar si la información presentada, resulta eficiente para efectos del cálculo de los precios, caso contrario deberá emplear la información válida disponible.

Por lo expuesto, habiéndose cumplido las etapas formales del proceso, corresponde someter al análisis y posterior aprobación, por parte del Consejo Directivo de Osinerghmin, los precios en barra del periodo 2024 – 2025.

**Informe Legal N° 212-2024-GRT**  
**Informe legal sobre la fijación de los Precios en Barra y demás cargos tarifarios,**  
**correspondientes al periodo mayo 2024 – abril 2025**

## **1. Marco legal y conceptos aplicables**

### **1.1. Función reguladora**

La función reguladora de Osinergmin se encuentra reconocida en el artículo 3 de la Ley N° 27332, Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos. Dicha función, exclusiva del Consejo Directivo, comprende la facultad de fijar mediante resoluciones, las tarifas de los servicios bajo su ámbito, sujetándose a los criterios y principios previstos en las legislaciones sectoriales.

Conforme a lo previsto en el literal p) del artículo 52 del Reglamento General de Osinergmin, aprobado mediante Decreto Supremo N° 054-2001-PCM, corresponde a su Consejo Directivo, fijar, revisar y modificar las tarifas de venta de energía eléctrica, con estricta sujeción a los procedimientos establecidos por el Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas (“LCE”).

### **1.2. Fijación de los precios en barra**

Según lo previsto en el literal d) del artículo 43 de la LCE, se encuentran sujetos a regulación de precios, las ventas de energía de generadores a concesionarios de distribución destinadas al servicio público de electricidad; excepto cuando se hayan efectuado licitaciones destinadas a atender dicho servicio, conforme a lo señalado en la Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica (“Ley 28832”).

Asimismo, en el artículo 46 de la LCE se señala que las Tarifas o Precios en

Barra y sus respectivas fórmulas de ajuste, deben ser establecidas con periodicidad anual y entran en vigencia en el mes de mayo de cada año. Por

su parte, en los artículos del 47 al 57 de la LCE y los artículos 123 al 131 de su Reglamento, aprobado mediante Decreto Supremo N° 009-93-EM (“RLCE”), se establecen los criterios que deben ser considerados en la fijación de los Precios en Barra.

Conforme se dispone en la Segunda Disposición Complementaria Final de la Ley N° 28832 y en concordancia con su Tercera Disposición Complementaria Transitoria, corresponde a Osinergmin verificar que los Precios en Barra no difieran en más de diez por ciento (10%) del promedio ponderado de los precios de las Licitaciones, por lo que las tarifas deberán sujetarse a este límite.

De acuerdo con lo establecido en el artículo 30 de la Ley N° 28832 y en el artículo 5 del Reglamento del Mecanismo de Compensación para Sistemas Aislados, aprobado mediante Decreto Supremo N° 069-2006-EM, Osinergmin deberá aplicar dicho mecanismo en cada regulación anual de los Precios en Barra.

Dentro de la regulación para los sistemas aislados, Osinergmin fija aquellos valores (como el CVNC) que permiten el cumplimiento del Contrato del Proyecto “Suministro de Energía para Iquitos” suscrito por el Estado Peruano con la empresa Genrent del Perú S.A.C., y garanticen la remuneración prevista en dicho instrumento, en lo referido los precios en barra para los sistemas aislados.

De acuerdo a lo establecido en el artículo 107 de la LCE, artículo 215 de su Reglamento y en el literal t) del artículo 52 del Reglamento General de Osinergmin, el Organismo Regulador deberá fijar, simultáneamente con los Precios en Barra, el precio promedio de la energía a nivel generación; así como, el valor del Costo de Racionamiento.

Osinergmin, en su regulación se sujeta a las disposiciones contractuales, a aquellas disposiciones normativas compatibles que le resulten aplicables, y a los criterios técnicos para superar cualquier deficiencia de fuentes; a efectos de hacer aplicable la regulación al caso especial según la naturaleza del proyecto y objeto del contrato; ello en aplicación de lo establecido en el artículo VIII del Título Preliminar del Texto Único Ordenado de la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General, aprobado por Decreto Supremo N° 004-2019-JUS (“TUO de la LPAG”).

Interesa mencionar que, mediante Resolución N° 056-2023-OS/CD y modificatorias, se fijaron las Tarifas en Barra para el periodo mayo 2023 – abril 2024.

### **1.3. Peaje del Sistema Principal de Transmisión y Contrato REP**

En cumplimiento de lo dispuesto en los artículos 136 y 137 del RLCE, corresponde a Osinergmin fijar el Ingreso Tarifario Esperado, el Peaje por Conexión y el Peaje por Conexión Unitario del Sistema Principal de Transmisión (“SPT”), así como sus respectivas fórmulas de reajuste.

De acuerdo a lo establecido en el Anexo N° 7 del “Contrato de Concesión de los Sistemas de Transmisión Eléctrica Etecen - Etesur” (“Contrato ETECEN -ETESUR”), Osinergmin deberá establecer antes del 30 de abril de cada año, el valor actualizado de la Remuneración Anual (“RA”), para cada periodo anual comprendido entre el 1 de mayo y el 30 de abril del año siguiente.

La RA comprende los ingresos por Remuneración Anual Garantizada (“RAG”) que se encuentra en función de los valores de adjudicación previstos en el contrato, más los ingresos por Remuneración Anual por Ampliaciones (“RAA”) en función de los valores auditados y de la Puesta en Operación Comercial, según las cláusulas adicionales al contrato.

Como quiera que dicha RA influye en el cálculo del Peaje por Conexión, se requiere fijar su valor en la misma oportunidad en que se aprueben los Precios en Barra.

### **1.4. Cargo por Compensación por Seguridad de Suministro**

De acuerdo al artículo 6 del Decreto Legislativo N° 1041 con el cual se modifican diversas normas del sector eléctrico, Osinergmin regula 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. Dicha compensación se denominará compensación por seguridad de suministro y se establecerá al fijar la Tarifa en Barra.

Mediante el artículo 1 del Decreto Supremo N° 001-2010-EM, se determinaron los criterios a considerar para la remuneración de la seguridad de suministro por centrales de Reserva Fría (RF) licitadas por Proinversión, definiéndose que se remuneran por medio de la compensación adicional por seguridad de suministro a que se refiere el artículo 6 del Decreto Legislativo N° 1041.

De acuerdo al artículo 2 de la Resolución Ministerial N° 111-2010-MEM/DMM, el respectivo cargo fijado por Osinergmin, para la remuneración de la reserva fría es incluido en el Peaje por Conexión del SPT.

En ese orden, en los artículos 6 y 7 del Procedimiento “Compensación Adicional por Seguridad de Suministro”, aprobado con Resolución N° 651-2008-OS/CD y modificado con Resolución N° 152-2012-OS/CD, se establece la metodología para la determinación anual de los Cargos Unitarios de Compensación para unidades duales No Reserva Fría y plantas Reserva Fría, respectivamente.

#### **1.5. Cargo Unitario por FISE**

Mediante Ley N° 29852, se crea entre otros, el Fondo de Inclusión Social Energético (FISE), como un sistema de compensación energética que permite brindar seguridad al sistema, así como de un esquema de compensación social y de servicio universal para los sectores más vulnerables de la población. Dicha ley fue reglamentada mediante Decreto Supremo N° 021-2012-EM.

De acuerdo a lo previsto en el artículo 4.3 de la Ley N° 29852, modificada mediante Ley N° 29969, se define el recargo 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, aprobado por Decreto Supremo 081-2007-EM.

El recargo pagado por los generadores eléctricos es compensado mediante un cargo a ser incluido en el peaje del SPT eléctrica y es administrado y regulado por Osinergmin según lo que dispone la ley y el citado reglamento. Ello origina que el recargo pagado por los generadores eléctricos sea compensado mediante un cargo a ser incluido en el peaje del SPT eléctrica (en el procedimiento de fijación de las tarifas en barra).

Con 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 FISE en el servicio de transporte de gas natural por ductos” utilizada para la determinación anual del cargo.

## **1.6. Cargo por Prima RER**

La finalidad del Decreto Legislativo N° 1002 es promover el aprovechamiento de los Recursos Energéticos Renovables no convencionales (“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. El reglamento vigente del Decreto Legislativo N° 1002 fue aprobado con Decreto Supremo N° 012-2011- EM (“Reglamento RER”).

Conforme al artículo 5 del Decreto Legislativo N° 1002, para vender total o parcialmente, la producción de energía eléctrica, los titulares de las instalaciones a los que resulte de aplicación el decreto legislativo deberán colocar su energía en el Mercado de Corto Plazo al precio que resulte en dicho mercado, complementado con la prima fijada por Osinergmin en caso que el costo marginal resulte menor que la tarifa determinada por el Regulador.

Para la fijación de la tarifa y la prima indicada, el Regulador efectúa los cálculos correspondientes en función de los valores contractuales y la tasa de actualización establecida en el artículo 79 de la LCE.

En la Norma “Procedimiento de cálculo de la Prima para la Generación de Electricidad con Recursos Energéticos Renovables”, aprobada con Resolución N° 001-2010-OS/CD, se desarrolla la metodología del Cargo por Prima RER para su cálculo anual.

## **1.7. Cargo de Confiabilidad de la Cadena de Suministro de Energía**

En el Decreto Supremo N° 044-2014-EM, emitido al amparo de la Ley N° 29970, se implementaron medidas que brindan confiabilidad a la cadena de suministro de energía ante situaciones temporales de falta de capacidad de producción o de transmisión, para asegurar así el abastecimiento oportuno de energía en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) y los Sistemas Aislados.

Conforme a lo establecido en el DS 044-2014-EM, ante situaciones de emergencia eléctrica o graves deficiencias del servicio eléctrico declaradas por el MINEM, esta entidad asignará a la empresa pública que se encargará de prestar el servicio temporal de capacidad adicional de generación y/o transporte para asegurar el abastecimiento oportuno del suministro de energía eléctrica en el SEIN.

De acuerdo al artículo 3 del DS 044-2014-EM, los costos totales en los que incurran las empresas estatales por el referido servicio, serán cubiertos mediante el cargo de confiabilidad de la cadena de suministro, y serán reconocidos en la correspondiente regulación, en la que se determinará el cargo y sus condiciones de aplicación. Por su parte, de acuerdo al artículo 5 del dispositivo citado, Osinergmin establecerá las disposiciones necesarias para la aplicación del referido decreto supremo, debiendo establecer la oportunidad de la incorporación de la correspondiente tarifa.

En cumplimiento de la disposición normativa citada, mediante Resolución N° 140-2015-OS/CD, Osinergmin aprobó la Norma “Compensación por

Cargo de Confiabilidad de la Cadena de Suministro de Energía”, en la cual se define la metodología de cálculo anual del referido cargo, valor que, de presentarse, debe ser publicado en la resolución que apruebe los Precios en Barra.

### **1.8. Cargo por Capacidad de Generación Eléctrica**

La finalidad del Reglamento que Incentiva al Incremento de la Capacidad de Generación Eléctrica (“Reglamento Capacidad”) aprobado con Decreto Supremo N° 038-2013-EM, al amparo de la Ley N° 29970, es el aprobar las disposiciones necesarias que incentivan el incremento de la Capacidad de Generación Termoeléctrica, mediante subastas a través de las cuales se busca obtener nueva capacidad de la producción respecto a la demanda (margen de reserva), así como la desconcentración geográfica de la producción de energía en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional, conforme a los objetivos contemplados en la Ley N° 29970.

Para tales efectos, en el citado reglamento se dispone que: i) se realizaran 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 Ministerio de Energía y Minas por un plazo máximo de 20 años; y, iv) la remuneración garantizadas de estos adjudicatarios será pagada como la suma de: a) el ingreso de potencia establecido en el artículo 47 de la Ley de concesiones Eléctricas y b) los ingresos provenientes del Cargo por Capacidad de Generación Eléctrica que serán incorporado en el peajes unitario por conexión del SPT.

En el marco de esta disposición reglamentaria se llevó a cabo el Concurso Público Internacional para promover la Inversión Privada en el Proyecto: “Nodo Energético en el Sur del Perú” conducido por ProInversión, en el cual se adjudicaron las Plantas N° 1 – Región Arequipa (Islay) y Planta N° 2 – Región Moquegua (Ilo), a través de Contratos de Compromiso de Inversión “Nodo Energético en el Sur del Perú” (“Contratos”). Estos contratos fueron suscritos con fecha 20 de enero de 2014, con las empresas Samay I S.A. (Kallpa), y Engie Energía Perú S.A.

En consecuencia, corresponde establecer el Cargo Unitario por Capacidad de Generación Eléctrica para cada empresa, en cuyo cálculo se deberá incluir los descuentos identificados que correspondan, producto de los ingresos que se reciben del mercado eléctrico y de las penalidades y compensaciones que debe asumir el respectivo adjudicatario, en función de la evaluación de cumplimiento de contrato sobre la energía no suministrada, de acuerdo a la normativa sectorial.

En el Procedimiento “Cargo por Capacidad de Generación Eléctrica” aprobado por Resolución N° 073-2016-OS/CD, se establecen los criterios para la determinación, recaudación, asignación y liquidación del Cargo por Capacidad de Generación Eléctrica; y se precisa que su determinación se realiza junto con el proceso de fijación de los Precios en Barra.

### **1.9. Cargo por Importación de Energía en situaciones de Emergencia**

Mediante la Cuarta Disposición Transitoria de la Decisión N° 816 de la Comunidad Andina, modificada con Decisión N° 919, se extendió la vigencia del Régimen Transitorio entre Colombia y Ecuador (Anexo I) y entre Ecuador y Perú (Anexo II) a que se refiere la Decisión N° 757, hasta la entrada en vigencia de los reglamentos a los que se refiere la Disposición Transitoria Primera de la Decisión N° 816.

En el numeral 9 del artículo 1 del Anexo II de la Decisión 757 de la Comunidad Andina, se establece que, ante situaciones de emergencia o restricciones declaradas conforme a la normativa interna, el Agente importador peruano, en caso de atender a consumidores regulados, podrá trasladar el precio contractual estipulado a dichos consumidores.

Para el cumplimiento de la Decisión 757, mediante Decreto Supremo N° 011-2012-EM se aprobó el “Reglamento Interno para la Aplicación de la Decisión 757”, en cuyo numeral 5.3 se establece que, en situaciones de emergencia restricciones declaradas, el precio contractual de las importaciones será incluido como un cargo adicional en el Peaje por Conexión al Sistema Principal de Transmisión, el cual será regulado por Osinergmin.

Corresponde a Osinergmin, al momento de efectuar la regulación del cargo, considerar los costos incurridos en la importación por la generación importada en una situación de emergencia; asimismo es su deber considerar los ingresos que la empresa pública obtuvo por dicha generación.

La empresa pública autorizada tendrá el derecho de recuperar los costos sufragados a su contraparte constituida por el generador extranjero (egresos); a su vez, en tanto que por dicha generación obtendrá ingresos, éstos deberán ser descontados; caso contrario, no se cumpliría el objetivo normativo que se ciñe exclusivamente en pagar los costos.

En ese sentido, y conforme a la normativa mencionada, cuando exista un monto a reconocer o se presenten saldos por la importación de electricidad en situaciones de emergencia, corresponderá considerar un cargo dentro del peaje del SPT, o la transferencia que hubiere lugar.

#### **1.10. Cargos incluidos**

Por lo anteriormente expuesto sobre los cargos, para el presente periodo se incorporan en el Peaje por Conexión Unitario del SPT, los siguientes: i) Cargo Unitario por Compensación por Seguridad de Suministro; ii) Cargo Unitario por Compensación FISE; iii) Cargo por Prima para la generación con recursos energéticos renovables; iv) Cargo de Confiabilidad de la Cadena de Suministro de Energía; y, v) Cargo por Capacidad de Generación Eléctrica.

#### **1.11. Publicación del Proyecto Tarifario**

Mediante Resolución N° 029-2024-OS/CD (“Resolución 029”), el 8 de marzo de 2024, se publicó en el diario oficial El Peruano, el proyecto

tarifario de fijación de los precios en barra 2024 - 2025, para la recepción de comentarios y sugerencias.

### **1.12. Opiniones y sugerencias recibidas al proyecto**

Dentro del plazo otorgado, cuyo vencimiento se produjo el 20 de marzo de 2024, se recibieron las opiniones y sugerencias de los siguientes interesados:

- Genrent del Perú S.A.C. (“Genrent”), recibidos mediante Carta N° GP\_2024-0057, de fecha 19 de marzo de 2024 a las 18:03 horas, según registro Osinergmin N° 202300064394.
- Generadora de Energía del Perú S.A. (“GEPESA”), recibidos el 20 de marzo de 2024, mediante Cartas N° 147/03-2024/GEPESA, 148/03-2024/GEPESA y 149/03-2024/GEPESA a las 09:10, 09:11 y 09:12 horas, según registro Osinergmin N° 202400064679, N° 202400064681 y N° 202400064684, respectivamente.
- Engie Energía Perú S.A. (“Engie”), recibido mediante Carta N° ENG/161-2024, de fecha 20 de marzo de 2024 a las 11:27 horas, según registro Osinergmin N° 202300064941.
- Empresa de Interés Local Hidroeléctrica Chacas (“Eilhicha”), recibidos mediante Carta N° 061-2023, de fecha 20 de marzo de 2024 a las 12:37 horas, según registro Osinergmin N° 202300065057.
- Amazonas Energía Solar S.A.C (“Amazonas Energía”), recibido mediante Carta N° 01-2024, de fecha 20 de marzo de 2024 a las 14:42 horas, según registro Osinergmin N° 202300065160.
- Electro Ucayali S.A. (“Electro Ucayali”), recibido mediante Carta N° G-616-2024, de fecha 20 de marzo de 2023 a las 15:35 horas, según registro Osinergmin N° 202400065270.
- Subcomité de Generadores del COES (“SCG COES”), recibidos mediante Carta N° SCG-04-2014, de fecha 20 de marzo de 2024 a las 16:02 horas, según registro Osinergmin N° 202400065327; y, mediante Carta N° SCG-03-2024, de fecha 20 de marzo de 2024 a las 16:06 horas, según registro Osinergmin N° 202400065338.
- Sociedad Eléctrica del Sur Oeste S.A. (“Seal”), recibido mediante Carta N° SEAL-CMRTC-0033-2024, de fecha 20 de marzo de 2024 a las 16:48 horas, según registro Osinergmin N° 202300065455.
- Interconexión Eléctrica ISA Perú S.A. (“ISA Perú”), recibido mediante correo electrónico, de fecha 20 de marzo de 2024 a las 17:51 horas.
- Red de Energía del Perú S.A. (“REP”), recibido mediante correo electrónico, de fecha 20 de marzo de 2024 a las 17:48 horas.
- Empresa de Administración de Infraestructura Eléctrica S.A. (“Adinelsa”), mediante Oficio N° 093-2024-GG-ADINELSA, de fecha 20 de marzo de 2024 a las 18:30 horas, según registro Osinergmin N° 202400065708.
- Electro Oriente S.A. (“ELOR”), recibido mediante correo electrónico, de fecha 20 de marzo de 2024 a las 16:11 horas.
- Consorcio Transmantaro S.A. (“Transmantaro”), recibido mediante correo electrónico, de fecha 20 de marzo de 2024 a las 17:38 horas.
- Electroperú S.A. (“Electroperú”), recibido mediante correo electrónico, de fecha 20 de marzo de 2024 a las 17:55 horas.

## **2. Comentarios de índole legal y análisis**

A continuación, se abordan los comentarios con contenido legal, conforme ha sido solicitado por el área técnica en concordancia con lo previsto en el artículo 183.2 del Texto Único Ordenado de la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General, aprobado con Decreto Supremo N° 004- 2019-JUS (“TUO de la LPAG”); y se plantea el análisis legal respectivo. Los aspectos técnicos de los comentarios serán desarrollados por la División de Generación de Transmisión Eléctrica.

## **2.1. Genrent: Sobre la determinación del costo variable de mantenimiento**

Genrent solicita a Osinergmin que aplique, como lo establece su Contrato de Concesión de Reserva Fría de Generación del Proyecto: "Suministro de Energía para Iquitos" lo previsto en el Procedimiento Técnico N° 34 “Determinación del Costo Variable de Mantenimiento de las Unidades de Generación Termoeléctrica”, aprobado mediante Resolución N° 167-2022-OS/CD (“PR-34”).

Señala que, para efectos del cálculo del Costo Variable de Mantenimiento (“CVM”) y su impacto en el Costo Variable No Combustible (“CVNC”), debe aplicarse el numeral 5.6 que ordena que, en caso de no aprobación del CVM propuesto por el generador, se aplique el mayor CVM calculado para otras generadoras, que en este caso es de 20,3470 USD/MWh correspondiente a la central de Reserva Fría de Pucallpa, conforme alega.

Adicionalmente, Genrent indica que tiene derecho a lo solicitado, debido a que en la Resolución N° 001-2018-OS/CD se señala la aplicación supletoria del PR-34 y debe cumplirse el principio de legalidad, que obliga a Osinergmin a respetar y aplicar el ordenamiento normativo vigente, y no discriminarlo en comparación con otros generadores, aplicándose metodologías distintas al referido PR-34.

### Análisis

En el Anexo 6 del Contrato de Concesión, se detalla el reconocimiento para: i) el Costo Variable; ii) el Costo por Arranque-Parada y de Baja Eficiencia en Carga-Descarga; iii) el Costo de Operación a Mínima Carga; y iv) el Costo de Arranque en Negro; respecto de la Central de Reservar Fría de Iquitos.

En cuanto al Costo Variable, se precisa que se compone del Costo Variable Combustible y el Costo Variable No Combustible.

Este Anexo 6 parte de dos reglas esenciales, conforme se lee, en su numeral 1:

*“A continuación, se presenta el procedimiento para el reconocimiento de los Costos de Operación de las Centrales de Reserva Fría, ingresos que complementan la Compensación por Seguridad de Suministro con los cuales se remuneran las inversiones y gastos fijos de dichas centrales. Por lo tanto, se considera que todo lo que no esté expresamente señalado en los presentes Costos de Operación, ya han sido considerados por el Concesionario en su propuesta (u oferta) ...*

*Este procedimiento toma como referencia el Procedimiento denominado “Reconocimiento de Costos Eficientes de Operación de las Centrales Termoeléctricas del COES” (Procedimiento 33 o el que lo sustituya), primando el texto de la versión vigente determinada por dicho organismo en todo aquello*

que le resulte aplicable, en tanto no se oponga a lo establecido en este anexo, en el caso de que la Planta opere y emita la factura correspondiente”

Nótese que, el PR-33 vigente a la fecha de suscripción del Contrato de Concesión se refería al “reconocimiento de los costos eficientes de operación” y contenía las disposiciones aplicables para los componentes del Costo Variable, tanto para el Costo Variable de Operación No Combustible (CVONC) y para el Costo Variable de Mantenimiento (CVM) que lo derivaba al PR-34.

Luego el PR-33, conforme lo señala el Informe N° 578-2014-GRT que sustenta la Resolución N° 245-2014-OS/CD, se dividió en los nuevos PR-31 y PR-33, manteniendo en el numeral 9.1 del nuevo PR-31, la regla previa del PR-33 sobre el CVM.

De ese modo, cuando la leyenda de la fórmula del CVNC contenida en el numeral 1.1.1 (Costos Variables) del numeral 1.1 (Costos Considerados en las Transferencias de Energía) perteneciente al numeral 1 citado del Contrato, indica que se aplica “el procedimiento del COES vigente o el que lo sustituya”, éste se encuentra circunscrito para todo aquello que le resulta aplicable de dicho PR-COES y no se oponga a lo establecido en el contrato. Esa mención no podría apartarse de la regla esencial que rige todo el Anexo y considerarse aislada a ésta.

En ese sentido, el área técnica en su Informe N° 210-2024-GRT, ha considerado válido, al calcular el CVNC de acuerdo al contrato, que no se apliquen con exactitud todas las reglas del PR-31 sobre el CVONC ni todas las reglas del PR-34 en cuanto al CVM, sino, lo que resulta compatible con esa regulación especial sin que se contravenga el contrato.

En ese orden, como regla general, los PR-COES son aplicables al SEIN y no a los Sistemas Aislados; otra diferencia es aquella referida a la entidad encargada de la determinación del CVNC, que para Genrent es Osinergmin y no el COES, y atendiendo que en el Contrato de Concesión no se establece que el CVM será el mayor del SEIN, según la tecnología, sino por el contrario autoriza a utilizar los PR-COES en lo aplicable, el área técnica en su Informe N° 210-2024-GRT, ha detallado diferencias que considera, ameritan la no aplicación de un texto del PR-34 por tener otro objetivo y alcanzar a otro tipo de agentes, como por ejemplo:

- a. No puede validarse la aplicación de una regla destinada para las generadoras del SEIN como desincentivo al despacho económico en un mercado *spot*; para una generadora de un Sistema Aislado que independientemente de sus costos tiene prioridad en el despacho y actúa como coordinador de la operación en un sistema eléctrico de dos generadores.
- b. No puede validarse la aplicación de una regla destinada a un mercado donde las transacciones de compra y venta de la energía son asumidas por los propios generadores (quienes en dicha competencia mayorista ejercen un control entre agentes); para un mercado en donde la venta de la energía es asumida directamente por los usuarios del servicio público de electricidad.

- c. No puede validarse una aplicación -sin sustento- reñida con la predictibilidad y con los criterios adoptados en regulaciones previas, dado que, cuando el PR-34, debido a otra señal normativa para el mismo caso, establecía que el valor a ser aplicado como CVM era el mínimo, la administrada lo consintió y no lo reclamó, porque dicha regla no era ventajosa para sus intereses.

Osinergmin no ha dejado de sujetarse al principio de legalidad, por el contrario, las decisiones del Regulador se basan en la normativa sectorial y el principio de eficiencia que rige su accionar y justifica su creación, velando a su vez, por los intereses de los usuarios del servicio público y manteniendo la neutralidad en el mercado eléctrico. Por tanto, el Regulador no sólo aprueba o desaprueba el CVNC (que incluye el CVM), sino, es competente para modificarlo en ejercicio de su función reguladora.

En consecuencia, corresponde al área técnica en su Informe N° 210-2024-GRT, sustentar y concluir lo relativo al presente comentario, en cuanto a sí resulta aplicable en el caso de Genrent, el numeral 5.6 del PR-34.

## **2.2. Gepsa: Sobre la reducción de energía de las centrales Ángel I, II y III**

Gepsa sostiene el Ministerio de Energía y Minas aprobó la reducción de la energía adjudicada de las Centrales Hidroeléctricas Ángel I, Ángel II y Ángel III, por lo que, solicita considerar dicha reducción, para la determinación de la prima de mayo 2024 - abril 2025.

### Análisis

Al respecto, se ha verificado que mediante Resoluciones Ministeriales N° 063-2024-MINEM/DM, N° 064-2024-MINEM/DM y N° 065-2024-MINEM/DM se aprobaron las reducciones de la energía adjudicada por los 3 proyectos (Centrales Hidroeléctricas Ángel I, Ángel II y Ángel III).

A su vez, se ha revisado la Adenda N° 5 al Contrato de Concesión, el cual fue suscrito el 01 de marzo de 2024; por lo que, a partir de ello, corresponde la reducción de energía adjudicada.

Por lo expuesto, se recomienda aceptar el comentario de Gepsa.

## **2.3. Engie: Sobre la determinación del Peaje de Transmisión, la determinación mensual del Saldo del Peaje y la determinación del Peaje por Conexión**

Engie indica que Osinergmin debe determinar el peaje de transmisión de las instalaciones del SGT calculando el saldo del periodo de liquidación de los SGT sin incluir el saldo del peaje por conexión de los SGT determinado de manera incorrecta, y disponer la devolución a los generadores de los montos correspondientes al pago por potencia durante el periodo de liquidación 2023.

Según la empresa, los usuarios deberían asumir el pago del Peaje de Transmisión de los SGT conforme a la Ley 28832. A pesar de ello, sostiene que el COES determina mensualmente un saldo por peaje y utiliza los pagos por potencia de los generadores para cubrir la mensualidad de las

compensaciones de la Base Tarifaria de los SGT, que deben ser ajustadas en la liquidación anual.

De otro lado, Engie indica que Osinermin debe disponer que no se determine mensualmente el Saldo de Peaje de los SGT, en la medida que ello afecta los pagos por potencia que les corresponde a los generadores. Menciona que, en virtud del artículo 26 de la Ley 28832, la remuneración de los SGT es asumida por la demanda.

Refiere Engie que, no es necesario que el COES determine mensualmente el saldo para cubrir las compensaciones de la Base Tarifaria de los SGT, toda vez que dichas diferencias deben ser cubiertas en la liquidación anual del Peaje de Transmisión.

Finalmente, Engie solicita a Osinermin incluir disposiciones que minimicen la diferencia entre el monto que fija por el Peaje de Conexión y el monto real recaudado por este concepto. Parte de la premisa de que en el artículo 137 del RLCE se establece que el peaje por conexión unitario será igual al cociente entre el peaje por conexión y la máxima demanda anual proyectada a ser entregada a los clientes; no obstante, dicha máxima demanda difiere de la real, lo cual genera un saldo por peaje por conexión que termina siendo asumido por los generadores. Consecuentemente, solicita que se utilice una máxima demanda proyectada cercana a la máxima demanda real.

### Análisis

Los argumentos expuestos por Engie constituyen parte de un pedido efectuado en procesos previos de fijación de los precios en barra. De ese modo, nos remitimos a lo resuelto en las Resoluciones N°s 090-2018-OS/CD, 094-2018-OS/CD, 114-2019-OS/CD, 068-2020-OS/CD, 067-2021-OS/CD, 057-2022-OS/CD, 056-2023-OS/CD y 099-2023-OS/CD.

Al respecto, conforme al artículo 26 de la Ley 28832, a la Base Tarifaria se le descuenta el Ingreso Tarifario el cual es pagado por los Generadores, cuyo resultado es el Peaje de Transmisión. Así, los usuarios pagan el valor unitario del Peaje de Transmisión, el cual es recaudado por los Generadores, quienes son responsables de abonar mensualmente una compensación para cubrir el Costo Total de Transmisión de manera separada mediante dos conceptos denominados Ingreso Tarifario y Peaje por Conexión.

La recaudación y liquidación que se efectúa para las tarifas del SPT son las mismas aplicables para el SGT, según los artículos 59 y 60 de la LCE y el artículo 27.2 del Reglamento de Transmisión. Entonces, los generadores, por regla normativa, asumen el saldo por Peaje por Conexión en caso no se complete la recaudación en favor de los transmisores. Si la diferencia resultara positiva, estos Generadores se quedarán con el excedente.

Asimismo, bajo lo estipulado en los Contratos de SGT y el Procedimiento de Liquidación, los aspectos a liquidar son la tasa e índice de actualización en beneficio de los transmisores y no de los generadores.

Conforme al artículo 5 del TUO de la LPAG, los actos administrativos (como lo es la resolución que fija las tarifas en barra) no pueden contravenir normas de carácter general, sin importar que esta sea emitida por una autoridad de

inferior, similar o superior jerarquía. Por lo tanto, Osinerghmin no está facultado para, mediante mandato particular en el ámbito tarifario, reformar disposiciones de carácter normativo.

Cabe recordar que Engie ha presentado demandas contencioso administrativas, cuestionando las Resoluciones N° 090-2018-OS/CD, 114-2019-OS/CD y 095-2022-OS/CD, las cuales se encuentran recaídas en los Expedientes N° 10593-2018-0-1801-JR-CA-24 (Quinto Juzgado Contencioso Administrativo de Lima), N° 10430-2019-0-1801-JR-CA-23 (Sexto Juzgado Contencioso Administrativo de Lima) y N° 6882-2022-0-1801-JR-CA-04 (Cuarto Juzgado Contencioso Administrativo de Lima), respectivamente.

Del mismo modo, el proceso contenido en el Expediente N° 10430-2019-0-1801-JR-CA-23 ha concluido, de tal modo que la demanda junto a las pretensiones de Engie, revisadas judicialmente hasta la última instancia, ha sido declarada infundada, constituyéndose en cosa juzgada.

Así, la actuación de Osinerghmin es acorde con el artículo 137 del RLCE y el artículo 60 de la LCE en los cuales expresamente se establece que, para el cálculo del peaje de conexión unitario se debe utilizar la máxima demanda proyectada y no la demanda real como sugiere Engie.

Resulta necesario aclarar que Osinerghmin garantiza resultados predecibles, toda vez que los criterios y metodología de cálculo para el pago del Peaje por Conexión antes señalados se encuentran previstos en la normativa.

Finalmente, no corresponde a Osinerghmin la emisión de disposiciones sobre el cálculo como las que solicita Engie ni ordenarle al COES que efectúe el recálculo para la devolución a los generadores. En efecto, no resultaría viable jurídicamente, mediante un acto administrativo emitir o modificar normas de carácter general, ni disponer (o fiscalizar) al COES para que corrija una actuación que viene realizando conforme a la normativa sectorial.

Por lo expuesto, se recomienda no aceptar el comentario de Engie.

#### **2.4. Transmataro: Sobre el Índice de Actualización a utilizar en la Fijación Tarifaria**

Transmataro alega la existencia de un error en el uso del índice WPSFD4131 para la actualización del valor nuevo de reemplazo ("VNR") y los costos de operación y mantenimiento ("COyM") de distintos contratos de Transmataro.

Según alega, para la actualización del VNR y COyM del Contrato SPT de CTM (BOOT, Addendum 5, Addendum 10) y Contrato SGT Chilca – Planicie – Zapallal, se debe utilizar el último índice publicado a la fecha de publicación del proyecto de resolución, el cual corresponde al mes de enero de 2024 (con un valor de 250.161) y para los demás Contratos SGT, como son la Ampliación Adicional 1 y la Addendum 8, se debe utilizar el último índice definitivo a la fecha de la fijación de la prepublicación, que correspondería al mes de septiembre de 2023, cuyo valor es 248.345.

Agrega que el índice que utiliza Osinerghmin difiere de los Contratos de Concesión y no guarda relación con lo establecido en periodos tarifarios

anteriores. A manera de ejemplo, Transmantaro menciona que para el caso del Contrato SGT Chilca – Zapallal 220 kV, en el literal f) de la cláusula 8.1 de su respectivo Contrato se establece que la actualización tarifaria se realizará utilizando el índice WPSFD4131 publicado.

### Análisis

De acuerdo con lo establecido en el Procedimiento de Liquidación, el valor del que se debe considerar para el ajuste del VNR y COyM, corresponde al valor del índice que se define en cada Contrato, según corresponda; debiendo ser el último dato de la serie publicado como definitivo, salvo disposición distinta del Contrato.

De ese modo, la regla general es que se utilice el valor del índice de actualización que corresponde al último dato publicado como definitivo, y en caso alguno de los Contratos señale el uso de un índice distinto, se aplicará lo que establece dicho documento contractual.

En el Contrato de Transmantaro no se establece de forma expresa el índice a utilizarse, ya sea el último publicado, el preliminar o el definitivo, por lo que, debe aplicarse lo dispuesto en el Procedimiento de Liquidación, debiendo ser el último dato de la serie publicado como definitivo.

Osinergmin, dentro de sus facultades y siguiendo los requisitos de transparencia, aprobó el Procedimiento de Liquidación, disponiendo que el índice a utilizar sea último publicado como definitivo con la finalidad de evitar el uso de índices de carácter provisional que tengan que ser reemplazados por sus valores definitivos, y uniformizar los criterios con los contratos de los nuevos proyectos, y desde dicho momento Osinergmin es coherente en la aplicación de sus regulaciones.

Transmantaro ha presentado demanda contencioso administrativa recaída en el Expediente N° 6330-2021-0-1801-JR-CA-03, seguida ante el Tercer Juzgado Permanente de Lima, solicitando la nulidad de la Resolución N° 067-2021-OS/CD y Resolución N° 122-2021-OS/CD y la fijación “correcta”- de los peajes por conexión del SPT. De ese modo, aunque las resoluciones impugnadas -vía judicial- por Transmantaro corresponden a periodos tarifarios anteriores, se advierte que, desde dichos periodos, la administrada tiene conocimiento de las razones por las cuales Osinergmin aplica -para efectos de la actualización del VNR y COyM- el IPP publicado como definitivo.

Por lo expuesto, se recomienda no aceptar el comentario de Transmantaro.

## **2.5. ISA Perú: Sobre el Índice de Actualización a utilizar en la Fijación Tarifaria para los periodos 2022 – 2023 y 2023 – 2024**

ISA Perú señala que para la actualización del VNR y COyM del Contrato SPT de ISA Perú (BOOT), en el periodo regulatorio 2022 – 2023, se debió utilizar el índice disponible a la fecha de actualización de las tarifas cuyo valor asciende a 229.314, sin embargo, Osinergmin utilizó un índice distinto cuyo valor es de 222.768, ocasionándole un perjuicio económico que le afecta en el presente periodo regulatorio (2024 – 2025).

A modo de ejemplo, muestra un extracto de su Contrato BOOT (literal a de la cláusula 5.2.5) en el cual, según ISA Perú, se establece que la actualización tarifaria se realizará utilizando el índice publicado y, por ello, indican que, para el periodo 2022 – 2023 la actualización del VNR y COyM debe considerar el valor del IPP correspondiente al mes de febrero de 2022.

Finalmente, ISA Perú menciona que si bien este comentario fue resuelto por la vía administrativa en el periodo 2022 – 2023, persiste la vulneración a esta empresa, lo cual le afecta en el presente proceso regulatorio.

### Análisis

El presente comentario de ISA Perú está relacionado con las pretensiones de la demanda contencioso administrativa, recaída en el Expediente N° 7403-2022-0-1801-JR-CA-06, tramitado ante el Sexto Juzgado Permanente de Lima.

En la referida demanda se observa que ISA Perú solicita se declare la nulidad de la Resolución N° 120-2022-OS/CD y de la Resolución N° 057-2022-OS/CD, y, como consecuencia, requiere que Osinergmin fije los peajes por conexión del SPT BOOT utilizando correctamente el índice de actualización conforme lo establece su Contrato de Concesión, para efectos del cálculo del VNR y COyM.

De ese modo, se verifica que existe una estrecha relación entre las opiniones y sugerencias presentadas por ISA Perú para el presente proceso tarifario y el proceso judicial existente, en la medida que en ambos ISA Perú cuestiona el IPP utilizado para el cálculo del VNR y COyM para el periodo 2022 – 2023.

Sobre este expediente judicial, con fecha 18 de abril de 2023, el Juzgado a cargo, emitió la Sentencia declarando infundada la demanda en todos los extremos. El 25 de marzo de 2024, el Juzgado emitió la Resolución N° 7, mediante la cual i) se declara consentida la Resolución N° 6 de fecha 18 de abril de 2023, que resolvió declarar infundada en todos sus extremos la demanda interpuesta por ISA Perú; y ii) se dispone el archivo definitivo del proceso recaído pues la demandante no interpuso recurso impugnatorio.

Por lo expuesto, se recomienda no aceptar el comentario de ISA Perú.

## **2.6. REP: Sobre los recálculos por la postergación de la vigencia de las tarifas en el periodo 2020 – 2021**

REP solicita a Osinergmin recalcular la liquidación 2020 – 2021 y se añada a la propuesta tarifaria del periodo 2024 – 2025, el reconocimiento de la integridad de la remuneración, de acuerdo a lo establecido en el artículo 61 de la LCE, en tanto el Regulador habría aplicado una tarifa artificial para el periodo mayo, junio y parte de julio en el año 2020, desconociéndose así el derecho de REP de recibir una remuneración íntegra que vulnera el principio de legalidad y la Resolución N° 061-2019-OS/CD.

### Análisis

El presente comentario de REP ha sido objeto de pronunciamiento por parte de Osinergmin, en los periodos 2020 – 2021, 2021 – 2022 y 2022 – 2023 y se

encuentra estrechamente relacionado con las pretensiones de la demanda contencioso-administrativa que ha iniciado esta empresa, recaída en el expediente N° 6355-2021-0-1801-JR-CA-09 (tramitado ante el Noveno Juzgado Permanente Contencioso Administrativo de Lima); ello en la medida que, solicita que se recalcule la liquidación del año 2020 fundamentándose en que existe una afectación económica relacionada con la postergación de las tarifas entre mayo 2020 y los primeros días de julio 2020.

De ese modo, Osinermin no puede pronunciarse sobre esta propuesta, en tanto se afectaría el principio de legalidad, contraviniendo lo establecido en el artículo 139.2 de la Constitución Política del Perú y el artículo 4 de la Ley Orgánica del Poder Judicial, el cual dispone que ninguna autoridad puede avocarse a causas pendientes ante el órgano jurisdiccional ni interferir en el ejercicio de sus funciones; independientemente de que, el Regulador en su oportunidad analizó las razones de fondo para negar la pretensión de la administrada.

Por lo expuesto, se recomienda no aceptar este comentario de REP.

## **2.7. REP: Sobre las fórmulas de actualización mensual de las compensaciones de instalaciones asignadas a la generación**

REP señala que, el Regulador debe actualizar las compensaciones del SSTG y SSTGD considerando la aplicación del factor de actualización mensual, conforme lo establece la Norma “Tarifas y Compensaciones para SST y SCT”, aprobado con Resolución N° 217-2013-OS/CD (“Norma Tarifas”).

Indica que no sólo las instalaciones de transmisión pertenecientes a los sistemas secundarios asignados a la demanda deben ser actualizadas y menciona que Osinermin ha aplicado distintas reglas para la actualización de las compensaciones, para lo cual hace referencia a los pronunciamientos del Regulador efectuados en los años 2003, 2009 y 2017.

### Análisis

El presente comentario de REP ha sido objeto de pronunciamiento, mediante el Informe N° 195-2022-GRT<sup>1</sup>, el Informe N° 361-2022-GRT<sup>2</sup>, el Informe N° 261-2023-GRT<sup>3</sup> y el Informe N° 355-2023-GRT<sup>4</sup>.

El presente proceso tiene por objeto fijar las tarifas en barra del periodo 2024 – 2025 y no establecer o crear fórmulas de actualización para las instalaciones de transmisión asignadas a la generación.

Es importante indicar que REP, en el proceso de fijación de peajes y compensaciones del periodo 2021 – 2025, cuya vía administrativa se encuentra agotada, hizo la misma solicitud. Ante ello, Osinermin (Informe Técnico N° 221-2021-GRT<sup>5</sup>) no aceptó dicho pedido, amparándose en la

<sup>1</sup> Informe que sustentó la Resolución N° 058-2022-OS/CD.

<sup>2</sup> Informe que sustentó la Resolución N° 122-2022-OS/CD.

<sup>3</sup> Informe que sustentó la Resolución N° 057-2023-OS/CD.

<sup>4</sup> Informe que sustentó la Resolución N° 090-2023-OS/CD.

<sup>5</sup> Informe que sustentó la Resolución N° 070-2021-OS/CD.

normativa que no autorizaba una fórmula de actualización mensual, pues la actualización es cada cuatro años.

Como es de apreciar, el Regulador ha sustentado sus decisiones y ha mantenido el criterio, desarrollado en el Informe Técnico - Legal N° 519-2017-GRT, que formó parte de la Resolución N° 208-2017-OS/CD, en donde podrá verificarse el sustento de fondo sobre el particular.

Por último, se ha verificado que la cuestión de fondo del presente comentario está estrechamente relacionada con la pretensión de la demanda contencioso administrativa que inició la empresa Interconexión Eléctrica ISA Perú S.A. (empresa del mismo grupo que REP), la misma que se encuentra recaída en el Expediente N° 7408-2022-0-1801-JR-CA-04. Al respecto, a la fecha se ha emitido la Sentencia del Cuarto Juzgado Permanente Contencioso Administrativo de Lima, que desestimó en primera instancia dicha pretensión.

Por lo expuesto, se recomienda no aceptar el comentario de REP

## **2.8. REP: Sobre el descuento en las Ampliaciones**

REP considera incorrecta la posición de Osinergmin de que en las Ampliaciones 5, 9, 12 y 19 existen instalaciones provisionales en tanto el término “instalaciones provisionales” no se encuentra definido en su contrato de concesión.

Para la empresa, ni en el contrato ni en las adendas se especifica descuentos a la RAA, ya que solamente se realizan descuentos por COyM de bienes de la concesión que hayan sido retirados en el marco de las Ampliaciones. Menciona que la única remuneración de carácter provisional por Ampliaciones procede en caso no exista el informe de auditoría final, y, en caso éste exista, no corresponde realizar descuentos o recálculos.

En cuanto a los descuentos de los bienes retirados por las Ampliaciones N° 1 a la 19, REP los considera retroactivos y contrarios al ordenamiento jurídico, por lo que solicita el reintegro en la liquidación anual del descuento por el retiro de bienes de la concesión.

### Análisis

El presente comentario de REP ha sido objeto de pronunciamiento por parte de Osinergmin y se encuentra vinculado con la pretensión de la demanda contencioso administrativa iniciada por REP contra Osinergmin, recaída en el Expediente N° 6355-2021-0-1801-JR-CA-09, del Noveno Juzgado Permanente Especializado en lo Contencioso Administrativo de Lima.

Al respecto, se ha verificado que REP solicita, en la demanda contencioso administrativa, la nulidad Resolución N° 067-2021-OS/CD y la nulidad de la Resolución N° 128-2021-OS/CD, con la finalidad de que Osinergmin determine la RAA sin considerar recálculos y descuentos por COyM de bienes retirados y se le devuelvan los montos descontados.

Adicionalmente, REP interpuso otra demanda, recaída en el Expediente N° 7365-2022-0-1801-JR-CA-08, conta las Resoluciones N° 057-2022-OS/CD y N° 121-2022-OS/CD<sup>6</sup> con una pretensión similar a la anterior.

En esa misma línea, la solicitud de REP también se encuentra pendiente de resolución por parte de la Corte Internacional de Arbitraje de la Cámara de Comercio Internacional (Caso ICC 26535/JPA).

En ese sentido, Osinergmin no puede avocarse a causas pendientes ante el órgano jurisdiccional ni interferir en el ejercicio de sus funciones, de conformidad con el artículo 139.2 de la Constitución Política del Perú y con el artículo 4 del TUO de la Ley del Orgánica del Poder Judicial; independientemente de que, el Regulador en su oportunidad analizó las razones de fondo para negar la pretensión de la administrada.

Por lo expuesto se recomienda no aceptar este comentario de REP.

## **2.9. Subcomité de Generadores: Sobre valor del canon del agua**

Según el Subcomité de Generadores, se debe tomar en cuenta el Precio en Barra de la lectura directa de la norma y no otra referencia, para valorizar el canon hídrico.

Sustenta su opinión en los recibos alcanzados por la Autoridad Nacional del Agua en la cual se muestra que el precio unitario utilizado como retribución a favor del Estado fue el Precio en Barra.

### Análisis

En el artículo 214 del RLCE se establece que el titular de la central de generación abona mensualmente el pago del canon hídrico, para lo cual efectúa una autoliquidación, tomando en cuenta la energía producida en el mes anterior y el 1% del precio promedio de la energía a nivel de generación.

Con la vigencia de la Ley 28832, mediante la cual se creó el Precio a Nivel Generación (PNG), el cual consiste en un promedio ponderado de los precios de los contratos sin licitación (con tope a Precio en Barra) y los contratos resultantes de las licitaciones de largo plazo se modificó el artículo 63 de la LCE que disponía que las tarifas máximas a los usuarios regulados comprendían a los Precios en Barra, modificándolas por el PNG.

De ese modo, en virtud de lo establecido en los artículos 107 de la LCE y 214 del RLCE, el precio promedio de la energía a nivel generación se encuentra referido al Precio a Nivel Generación y no a los Precios en Barra. No existe una lectura como la que plantea el Subcomité sobre la aplicación de los “Precios en Barra”, por el contrario, el contenido expreso se refiere al precio promedio de la energía a nivel de generación, que a la fecha se obtiene con el PNG.

Por lo expuesto se recomienda no aceptar el comentario.

<sup>6</sup> Mediante Resolución N° 121-2022-OS/CD, se resolvió su recurso de reconsideración interpuesto contra la Resolución N° 057-2022-OS/CD.

## **2.10. ELOR: Sobre los costos de transporte de combustible a las centrales de generación**

ELOR señala que Osinerghmin ha considerado -para los precios de transporte de combustible utilizados - los precios contenidos en el Anexo N° 6 – Precio de la Oferta de la Adjudicación Simplificada N° 81-2021-EO-L; información que ELOR habría presentado al Regulador mediante Carta N° G-148-2024 de fecha 15 de febrero de 2024.

Indica que por un error material se remitió al Regulador, los precios de transporte de una adjudicación anterior no vigente.

Por tanto, solicita al Regulador que se considere los precios de combustible actuales que se rigen por los precios adjudicados mediante “Concurso Público N° 007-2023-EO-L-1 – Servicio de Transporte Terrestre y Fluvial de Combustible Diesel B5 para la Central Térmica de Iquitos y las Centrales Eléctricas de los servicios menores de Loreto” y que dio origen al Contrato G-244-2023.

La administrada agrega que la adjudicataria del Concurso Público N° 007-2023-EO-L-1 habría informado a ELOR los nuevos precios de transporte que debe regir a partir de noviembre de 2023, el mismo que considera un reajuste por la variación de los precios de los combustibles en un peso de 60%.

Finalmente, ELOR indica que es válido reconocer el reajuste de la adjudicataria por aplicación del Contrato y un pronunciamiento de OSCE la posibilidad de aplicar fórmulas reajuste en la contratación de servicios.

### **Análisis**

Los documentos que haya pactado ELOR y se rigen por la normativa aplicable, incluyendo a la Ley de Contrataciones del Estado, vinculan a las partes que lo suscriben, previa gestión de la empresa y elaboración de sus bases, no así al Regulador que está obligado a sujetarse a las normas que rigen su accionar.

El Regulador debe velar, entre otros, por el reconocimiento de costos eficientes, tal como lo establece el artículo 8 de la LCE.

Por tanto, el área técnica debe verificar si la información presentada, como el Contrato del “Concurso Público N° 007-2023-EO-L-1”, resulta eficiente para efectos del cálculo de los precios, caso contrario deberá emplear la información válida disponible.

## **2.11. Sobre los errores materiales**

En caso el área técnica verifique la existencia de errores materiales, corresponde su corrección, en ejercicio de la potestad rectificatoria contenida en el artículo 212 del TUO de la LPAG, siempre que no altere el contenido sustancial de la decisión.

## **3. Etapas cumplidas y análisis del proceso**

- 3.1.** En cumplimiento de la Ley N° 27838, Ley de Transparencia y Simplificación de los Procedimientos Regulatorios de Tarifas, el Regulador aprobó la Norma “Procedimientos para Fijación de Precios Regulados”, mediante Resolución N° 080-2012-OS/CD, cuyo Anexo A.1 contiene las diversas etapas, fases y plazos del “Procedimiento para la Fijación de Tarifas en Barra”.
- 3.2.** De conformidad con el referido Procedimiento para la Fijación de Tarifas en Barra, a la fecha de elaboración del presente informe, para el período mayo 2024 – abril 2025, se ha desarrollado y cumplido las etapas y plazos previstos en el mismo, tales como:
- a) Presentación de los Estudios Técnico-Económicos, por parte de los Subcomités de Generadores y Transmisores, siendo el plazo máximo para su presentación, el 14 de noviembre de 2023:
- Mediante Carta N° SCG-024-2023, recibida el 13 de noviembre de 2023, según registro Osinermin N° 202300285731, el Subcomité de Generadores presentó su Estudio Técnico Económico de determinación de Precios de Potencia y Energía en Barras para la presente Fijación Tarifaria.
  - Por su parte, el Subcomité de Transmisores, mediante Carta STCOES N° 10-2023, recibida el 14 de noviembre de 2023, según registro Osinermin N° 202300286943, presentó su Estudio Técnico Económico con su propuesta tarifaria para el presente periodo.
- b) Publicación de dichos Estudios en la página Web de Osinermin y convocatoria a Audiencia Pública, para la sustentación de los estudios por parte de los Subcomités, dentro del plazo establecido en el Procedimiento que es de 5 días hábiles contados a partir del plazo máximo para la presentación de los estudios técnicos económicos.
- c) Celebración de la Audiencia Pública Virtual, el día 28 de noviembre del 2022, dentro del plazo establecido en el Procedimiento.
- d) Observaciones a los Estudios Técnico Económicos al Subcomité de Generadores y del Subcomité de Transmisores, realizadas el 28 de diciembre de 2023, mediante Informes 857-2023-GRT y 858-2023-GRT respectivamente, remitidos mediante Oficios N° 2365-2023-GRT y N° 2366-2023-GRT; dentro del plazo correspondiente.
- Asimismo, mediante Informe N° 859-2023-GRT, remitido a través del Oficio N° 2367-2023-GRT del 28 de diciembre de 2023, se puso en conocimiento las observaciones al Estudio de CVNC de las unidades de generación de la CTIN a Genrent.
- e) Absolución de las observaciones, por parte del Subcomité de Generadores mediante Carta N° SCG-001-2024, recibida el 26 de enero de 2024. Asimismo, se recibió la absolución de las observaciones por parte del Subcomité de Transmisores, mediante Carta STCOES N° 004-2024, el 20 de enero de 2024.

Asimismo, se recibió la subsanación de las observaciones por parte de Genrent mediante Carta GP-2024-0016, recibida el 26 de enero de 2024.

La absolución de las observaciones se realizó dentro del plazo señalado en el Procedimiento para la Fijación de Tarifas en Barra.

- f) Mediante Resolución 029, publicada en el diario oficial con fecha 8 de marzo de 2024, se dispuso la publicación del proyecto de resolución que fija los precios en barra para el periodo mayo 2024 – abril 2025, otorgándose un plazo de ocho días hábiles para remitir comentarios y sugerencias.
- g) Con fecha 15 de marzo de 2023, se llevó a cabo la Audiencia Pública Descentralizada para la presentación y sustento de los criterios, metodología y modelos económicos empleados en los proyectos de resolución de la fijación de precios en barra, en las ciudades de Lima, Arequipa y Cajamar (y vía streaming por la plataforma Youtube).
- h) Dentro del plazo establecido en la Resolución 029, se recibieron los comentarios indicados en el numeral 1.12 del presente informe.
- i) Dentro del plazo previsto en el Procedimiento para la Fijación de Tarifas en Barra, los comentarios recibidos fueron publicados en la página web de Osinergrmin.

**3.3.** Al haberse cumplido con las etapas a), b), c), d), e), f), g), h) e i) del Procedimiento para la Fijación de Tarifas en Barra, procede continuar con la etapa j), relativa a la publicación de la resolución mediante la cual se fijan los precios en barra para el periodo 2024 - 2025.

**3.4.** Por lo expuesto, esta Asesoría es de la opinión que procede la publicación de la resolución con la cual se fijan los precios en barra, correspondiente al periodo 2024 - 2025, junto con los cargos del SPT y demás conceptos tarifarios.

#### **4. Procedencia de publicar la Liquidación anual de los Ingresos por el servicio de Transmisión Eléctrica de las instalaciones del SGT**

**4.1.** El Sistema Garantizado de Transmisión (“SGT”) está conformado por las instalaciones del Plan de Transmisión cuya concesión y construcción son resultado de un proceso de licitación pública. Bajo ese amparo, el Estado Peruano ha suscrito diversos Contratos del SGT. En dichos contratos, se pactó la inversión y los costos de operación y mantenimiento de las referidas líneas, conceptos que conforme se dispone en el artículo 24 de la Ley N° 28832, son elementos de la Base Tarifaria que establece Osinergrmin.

**4.2.** De conformidad con el artículo 26 de la Ley 28832 y el artículo 27 del Reglamento de Transmisión, aprobado mediante Decreto Supremo N° 027-2007-EM, Osinergrmin debe determinar la compensación para remunerar la Base Tarifaria de las instalaciones del SGT, mediante un Peaje de Transmisión e Ingreso Tarifario, en la oportunidad que se fijan los Precios en Barra.

- 4.3.** De acuerdo a lo dispuesto en el literal c) del artículo 24 de la Ley 28832, dentro de la Base Tarifaria con la que se remuneran las instalaciones del SGT, se debe incorporar la liquidación correspondiente por el desajuste entre lo autorizado como Base Tarifaria del año anterior y lo efectivamente recaudado.
- 4.4.** En ese orden, conforme al artículo 22.4 del Reglamento de Transmisión, cada año Osinermin efectuará el cálculo de la liquidación anual. La diferencia será incorporada, como crédito o débito, a la Base Tarifaria del siguiente periodo, es decir la liquidación permite reajustar el peaje de transmisión y el ingreso tarifario, de modo tal que, con dicho reajuste, lo recaudado o lo pendiente por recaudar por parte de los concesionarios de los SGT sea lo que jurídica y contractualmente les corresponda.
- 4.5.** Atendiendo a lo señalado en el artículo 22.7 del Reglamento de Transmisión, Osinermin aprobó el Procedimiento de Liquidación que en los literales a) y b) de su artículo 6.3.2, establecen que, hasta el 25 de enero, los Concesionarios completarán toda la información de lo facturado por concepto de Peaje por Conexión, Peaje de Transmisión e Ingreso Tarifario, correspondiente a la Etapa de Preliquidación. Asimismo, el Concesionario deberá remitir la información referida a los Bienes Retirados de las Ampliaciones que entraron en operación en el Periodo de Liquidación.
- 4.6.** También se dispone que Osinermin publicará en el diario oficial El Peruano y en su página Web, la respectiva Preliquidación, con una anticipación no menor a quince días hábiles de la publicación definitiva, lo cual ha sido efectuado con la Resolución 029.
- 4.7.** En el literal c) del artículo 6.3.2 del Procedimiento de Liquidación se establece que los interesados podrán presentar sus sugerencias y observaciones a la indicada preliquidación, dentro de los siguientes ocho días hábiles contados a partir del día siguiente de su publicación.
- 4.8.** En el numeral 6.3.3 del Procedimiento de Liquidación señala que, en lo que corresponde a las instalaciones referidas al Contrato ETECEN - ETESUR, hasta el 25 de mayo, el Concesionario deberá presentar la información faltante y copia de los comprobantes de pago correspondientes a los meses de enero a abril del Periodo de Liquidación de la RA, según los formatos establecidos en el numeral 6.4 de la presente Norma.
- 4.9.** Además, se señala que Osinermin publicará, en el diario oficial El Peruano y en su página web, el Reajuste de Liquidación de la RA, dentro de los cincuenta días hábiles siguientes a la publicación de la liquidación efectuada en el mes de abril.
- 4.10.** Por tanto, se considera procedente efectuar la liquidación anual de los Ingresos por el Servicio de Transmisión Eléctrica de las instalaciones del SGT, para la determinación del Cargo de Peaje de Transmisión Unitario del SGT, en la misma oportunidad que la publicación de los precios en barra, y cargos tarifarios.

## 5. Conclusiones

- 5.1. Por las razones expuestas en el presente informe, se considera procedente someter a la aprobación del Consejo Directivo de Osinergmin, la fijación de los precios en barra y los cargos tarifarios del período mayo 2024 – abril 2025, así como la liquidación anual de los Ingresos por el Servicio de Transmisión Eléctrica de las instalaciones del SGT.
- 5.2. Considerando que mediante Ley N° 31603, se modificó el artículo 207 de la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General, reduciendo el plazo para resolver el recurso de reconsideración de treinta (30) a quince (15) días hábiles, es necesario se adecúen las etapas del proceso contenidas en la Norma aprobada con Resolución N° 080-2012-OS/CD a la modificación legislativa; por lo que corresponde precisar en la resolución, los plazos máximos previstos para las etapas posteriores a la interposición de los recursos de reconsideración, en caso se presenten.

[mcastillo]

[nleon]

/edv-ect