

## Resuelven recurso de reconsideración interpuesto por Fenix Power Perú S.A. contra la Resolución N° 056-2023-OS/CD

### RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA OSINERGMIN N° 103-2023-OS/CD

Lima, 2 de junio de 2023

CONSIDERANDO:

#### 1.- ANTECEDENTES

Que, en fecha 15 de abril de 2023, el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería ("Osinergmin"), publicó en el diario oficial El Peruano, la Resolución N° 056-2023-OS/CD ("Resolución 056"), mediante la cual, entre otras disposiciones, se fijaron los Precios en Barra y peajes del Sistema Principal de Transmisión ("SPT") y Sistema Garantizado de Transmisión ("SGT"), así como sus fórmulas de actualización, para el período mayo 2023– abril 2024;

Que, con fecha 09 de mayo de 2023, la empresa FENIX Power Perú S.A. ("FENIX") interpone recurso de reconsideración contra la Resolución 056; siendo materia del presente acto administrativo el análisis y decisión del citado medio impugnativo.

#### 2.- RECURSO DE RECONSIDERACIÓN Y ANÁLISIS DE OSINERGMIN

Que, FENIX solicita en su recurso de reconsideración la nulidad parcial de la Resolución 056, de acuerdo con los siguientes extremos:

- Considerar para el periodo enero 2023 a abril 2023, los valores reales del precio de suministro de gas natural para generación;
- Considerar el margen de Regulación Secundaria de Frecuencia ("RSF") para los años 2023, 2024 y 2025;
- Considerar la partida de costos de adquisición de derechos superficiales sobre el terreno para la central y subestación eléctrica.

#### 2.1 CONSIDERAR EL PRECIO DE SUMINISTRO DE GAS NATURAL PARA EL PERIODO ENERO - ABRIL 2023

##### 2.1.1 ARGUMENTOS DE LA RECURRENTE

Que, FENIX señala que el precio de suministro de gas natural se actualiza el 1 de enero de cada año, conforme con el Contrato de Licencia de Explotación del Lote 88 suscrito entre Pluspetrol y el Estado Peruano;

Que, de acuerdo con FENIX, el 25 de enero de 2023, Pluspetrol informó a sus usuarios que, para el periodo del 1 de enero de 2023 hasta el 30 de abril de 2023, aplicaría un descuento del 10,8%, respecto al precio actualizado para el año 2023 (2,1684 USD/MMBTU) no obstante, el resto de los términos y condiciones del Contrato se mantendrían vigentes e invariables;

Que, la aceptación del descuento por parte de todos los generadores se verificó a partir de marzo de 2023, con la publicación del Procedimiento COES N° 31, aplicado para determinar los costos variables de las centrales termoeléctricas;

Que, por lo tanto, el precio de suministro del Lote 88 aplicable para generación para el periodo de enero 2023 a abril 2023 ha sido de 1,9342 USD/MMBTU, valor que debe ser considerado por parte de Osinergmin para el cálculo del precio básico de energía, en concordancia a lo dispuesto en el artículo 124 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado mediante Decreto Supremo N° 009-93-EM ("RLCE");

Que, agrega que, el 5 de mayo de 2023, Pluspetrol mediante comunicación escrita propuso a todos sus clientes un nuevo descuento para el periodo de mayo a agosto de 2023 y la opción de extender el plazo de

vigencia del porcentaje de descuento hasta diciembre de 2023, ya sea con el mismo valor o uno menor;

Que, en ese sentido recomienda que el Regulador considere la variabilidad del precio de suministro durante el año 2023, en tanto esta no permitiría tener una adecuada proyección del Precio de Gas Natural y del precio básico de energía para la actual fijación tarifaria;

Que, finalmente, solicita en declarar nulidad parcial del extremo invocado y corregir el defecto que genera el mayor precio de suministro en el precio en barra.

##### 2.1.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN

Que, en el literal c) del artículo 124 del RLCE se establece que el costo de los combustibles será determinado utilizando los precios y condiciones que se señala en el artículo 50 de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado mediante Decreto Ley N° 25844 ("LCE") y se tomará los precios del mercado interno;

Que, en el artículo 50 de LCE se ha dispuesto que todos los costos que se utilicen en los cálculos para determinar los precios en barra (artículo 47 de la LCE) deberán ser expresados a precios vigentes del mes de marzo del año de la fijación;

Que, asimismo, en el artículo 47 de la LCE, inciso b), se establece que para determinar los Precios en Barra se determina un programa de operación tomando en cuenta, entre otras variables, los costos de combustibles;

Que, de las normas citadas, es válido colegir que, el precio del gas natural a ser utilizado para el presente periodo regulatorio 2023 – 2024, deberá ser el vigente a marzo de 2023; no así el precio sin descuento o aquel que pondere los descuentos parciales o totales en el año;

Que, en ese sentido, para la presente fijación tarifaria se procedió con la actualización del precio en boca de pozo considerando el Precio Contractual establecido en los contratos de suministro de gas natural vigentes, el cual fue declarado por Pluspetrol mediante Carta PPC-COM-23-0061;

Que, la empresa Pluspetrol continúa aplicando una política comercial de carácter optativo y temporal; por lo que, con fines de brindar una señal regulatoria estable y que esta no se encuentre sujeta a evaluaciones comerciales particulares, no se ha realizado una diferenciación de los precios en boca de pozo en el periodo de estudio que se refiere el literal b) del artículo 47 de la LCE; sino se ha establecido una fecha límite de corte de los costos de combustibles, según la ley;

Que, en base a lo expuesto, los precios de combustibles no presentan una diferenciación por periodos, sino que utilizan el valor correspondiente en la fecha de corte, y conforme el artículo 50 de la LCE estos deberán ser expresados a precios vigentes del mes de marzo, por tanto, para el periodo tarifario mayo 2023 – abril 2024 se utilizará el valor de 1,9342 USD/MMBTU, vigente a marzo de 2023;

Que, por lo tanto, este extremo del petitorio debe ser declarado fundado en parte.

#### 2.2 CONSIDERAR EL MARGEN PARA REGULACIÓN SECUNDARIA DE FRECUENCIA PARA LOS AÑOS 2023, 2024 Y 2025

##### 2.2.1 ARGUMENTOS DE LA RECURRENTE

Que, FENIX menciona que, el Subcomité de Generadores del COES ("SGC") observó en la etapa de republicación que los archivos de RSF de las centrales hidráulicas y térmicas no reflejan las franjas vigentes que se vienen aplicando para la avenida del año 2023 y como para la previsión del estiaje, lo cual ya se determinó en el Anexo 3 del informe COES/D/DO/SPR-IT-006-2022, con fecha de 03 de octubre de 2022;

Que, sobre el comentario de SCG, el Regulador solo hace referencia a la franja de reserva de RSF utilizada para el año 2022;

Que, por ello, FENIX solicita corregir el defecto que genera una franja de RSF desactualizada para el año 2023; en consecuencia, se deben replicar dichos valores para los años 2024 y 2025, toda vez que el año 2023 es el último año de información disponible y con ello el mejor

punto de referencia para las proyecciones de Reserva Total de RSF.

### 2.2.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN

Que, de acuerdo con lo establecido en su Informe COES/D/DO/SPR-IT-006-2022, la Reserva Total Requerida para la RSF se encuentra subdividida en 4 bloques representativos con valores diferenciados por avenida y estiaje; considerando una Reserva Secundaria a Subir ("RSS") como una Reserva Secundaria a Bajar ("RSB"). Al respecto cabe indicar que, la diferenciación por estacionalidad, así como de la RSS y RSB, son restricciones utilizadas en la formulación del modelo de despacho económico para la programación de corto plazo; a diferencia del modelo PERSEO 2.0 que es un modelo de mediano plazo que contempla etapas mensuales a niveles de potencia promedio de las unidades de generación;

Que, ahora, sobre el análisis de Osinergmin al comentario de Fenix, se precisó que la RSF que se ha considerado en los archivos del modelo PERSEO 2.0 es una potencia promedio mensual asignada a las unidades de generación durante el año 2022; de ese modo, considerar la información a marzo de 2023, como sugiere FENIX, no resulta coherente al no representar un año histórico completo, lo que produciría un sesgo hacia valores del periodo de avenida vigente. Por tanto, utilizar la última información histórica de un año completo, resulta objetiva para la asignación de la RSF durante el periodo de estudio de la Fijación de Tarifas en Barra;

Que, por lo tanto, este extremo del petitorio debe ser declarado infundado.

## 2.3 CONSIDERAR LA PARTIDA DE COSTOS DE ADQUISICIÓN DE TERRENOS Y SUBESTACIÓN ELÉCTRICA

### 2.3.1 ARGUMENTOS DE LA RECURRENTE

Que, FENIX menciona que conforme lo dispuesto en los literales e) y f) del artículo 47 de la LCE y en el artículo 126 del RLCE, se deberá considerar, al menos, los costos de inversión y costos fijos de operación y mantenimiento de la unidad de punta, resaltado especialmente su ubicación en el sistema que permita su conexión y disponibilidad de generación, así como los costos de instalación de la unidad de generación y su conexión al sistema;

Que, al respecto señala que la determinación de los costos de inversión de la unidad de punta ha sido establecida en los numerales 7.1.6 y 7.2.3 del Procedimiento para la Determinación del Precio Básico de la Potencia, aprobado por Resolución N° 260-2004-OS/CD ("Procedimiento PBP"). Asimismo, hace referencia a la omisión de incluir dichos costos, el regulador señala que estos se encontraban considerados en la partida de "obras civiles";

Que, la recurrente agrega que no es lógico que en la Resolución 056, el Regulador sin motivación alguna, contemple dentro de sus cálculos, alguna de las variables del componente de adquisición de terrenos, dado que se estaría creando sistemas eléctricos modelos o ideales donde se desconoce la realidad que los generadores incurren en costos para adquirir;

Que, por su parte, FENIX detalla la forma de estimación del costo de terrenos para el uso industrial en la zona sur de Lima; asimismo consideró un valor de USD 182/m<sup>2</sup> por valor de adquisición del terreno de área, además que se utilizó un área necesaria de 14 000 m<sup>2</sup>; en base a ello y utilizando el respectivo factor de ajuste, obtuvo el valor de 2 873 mil dólares;

Que, menciona que desconocer dichos costos, vulnera los principios de verdad material y de orientación de costes; además, el Regulador, sin brindar sustento jurídico suficiente que justifique los motivos por los cuales traslada a los generadores la carga de asumir los costos del terreno, cuando este comprende un monto de inversión igualmente comparable con otros que sí son aceptados por el Regulador, máxime cuando sí se reconocen otros gastos como impuestos prediales, arbitrios y otros costos fijos de la central;

Que, finalmente, señala que se deben considerar los costos eficientes relacionados a las inversiones de

las empresas del sector eléctrico, con el fin de cumplir las obligaciones normativas, técnicas y de seguridad, de no hacerlo sería no solo contrario a la letra y espíritu de la Ley de Concesiones Eléctricas, sino también sería contrario al derecho de propiedad;

Que, en consonancia con lo anterior FENIX solicita declarar nulidad parcial del extremo invocado y corregir el defecto que genera una injusta carga sobre las generadoras.

### 2.3.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN

Que, de acuerdo con el principio de legalidad contenido en numeral 1.1. del artículo IV del Título Preliminar de la LPAG, Osinergmin se encuentra obligado a aplicar el marco normativo vigente en ejercicio de sus facultades conferidas. En este sentido, Osinergmin determina el PBP en cumplimiento de las disposiciones normativas aplicables, como la LCE, el RLCE y el Procedimiento PBP;

Que, los artículos 8 y 42 de la LCE, disponen que el Regulador debe establecer tarifas eléctricas en observancia del principio de eficiencia. El Regulador no está obligado, ni podría estarlo, a considerar los valores que las empresas reporten o propongan en sus estudios, incluso si éstos fueran el punto de partida de los procedimientos regulatorio. Osinergmin debe, sobre la base de un análisis de la información válida y disponible, verificar que ésta resulte eficiente para la prestación del servicio eléctrico;

Que, en el numeral 7.1.6 del Procedimiento PBP, detalla cuales son las partidas consideradas en el proceso de la determinación de los costos de las partidas de inversión de la unidad de punta, los cuales se determinan en base a costos eficientes de mercado;

Que, en referencia al Informe OSINERG-GART/DGT N° 071-2004, cabe mencionar que el COES señaló que, en la relación de rubros asociados a la inversión de la Central Termoeléctrica, entre otros, no aparece el rubro relacionado a la adquisición de terreno para la central; al respecto, Osinergmin se pronunció, mencionando que las partidas de adquisición de terreno para la central y su subestación se hallan incluidos en el rubro de "obras civiles"; además, se precisa que los costos ahí reconocidos corresponden a costos de adecuación del terreno necesarios previo a las obras civiles para la construcción de la central térmica, no obstante, en ningún caso corresponde a los costos relacionados con la adquisición del terreno;

Que, por otro lado, es necesario precisar que en la determinación PBP se ha considerado una remuneración asociada al terreno que está vinculada a temas diferentes a la adquisición del derecho de propiedad del área superficial; la cual, fundamentalmente comprende gestiones de adquisición del terreno y gestiones de adecuación (administrativa y técnica) durante la vida útil y al final de la fase de cierre; además que, conforme lo establece el Procedimiento PBP, se ha procedido a actualizar los costos aprobados en la regulación del año 2022, mediante el respectivo factor de ajuste;

Que, con relación a la regulación de los Sistemas de Trasmisión y Distribución, modelo distinto al de régimen remunerativo de la generación, debemos precisar que en el primer caso se trata de costos de las servidumbres, que no están asociados a la compra de terrenos, sino a pagos compensatorios al propietario, por perjuicios causados en el usufructo de estos terrenos en la fase de construcción y en la fase de operación y mantenimiento. En el caso de subestaciones de distribución, debemos precisar que la regulación referida a la distribución establece el reconocimiento de costos medios incurridos, por cuanto para las subestaciones de distribución se reconoce normativamente los costos de adquisición y adecuación del terreno según los sectores típicos establecidos;

Que, el principio de verdad material no implica que deba reconocerse cualquier realidad de la empresa o algún costo que siendo "real" sea ineficiente de la misma, sino que involucra recurrir a la información o fuente disponible que resulte más idónea y a la constatación de hechos en lo pertinente;

Que, conforme se ha sostenido y sustentado en diversos procesos regulatorios previos, el análisis de

eficiencia conlleva a que se diferencie los costos en que incurrían las empresas para prestar el servicio eléctrico, atendiendo a su naturaleza y características. Así, resulta razonable que se reconozcan los costos de inversión, operación y mantenimiento, siempre que los mismos se encuentren directamente asociados a la prestación del servicio;

Que, Osinergmin ha establecido como criterio, dentro del modelo regulatorio para la generación eléctrica, que los costos de adquisición de terreno no deben ser reconocidos, esto en razón de que el valor de un terreno no se deprecia, gasta o consume en un tiempo de vida útil que la regulación reconoce para todos los bienes adquiridos, sino que aumenta o mantiene en el tiempo y, luego del plazo de la concesión, el terreno seguirá siendo útil para su propietario. Esta característica de no depreciación justifica el tratamiento diferenciado que se otorga al costo de adquisición de terreno de los demás costos de inversión, operación y mantenimiento incurridos que sí son reconocidos;

Que, en efecto, bajo esa premisa resulta válido que sí se reconozcan los tributos asociados al terreno, pues ellos constituyen cargas legales para las empresas que no pueden eludir, dentro de la prestación del servicio eléctrico. Caso distinto es el del costo del terreno, pues en el tiempo dicho costo no se devalúa, sino que se mantiene o se incrementa. Así, resultaría ineficiente trasladar a los usuarios eléctricos un costo de compra/venta, el que posteriormente no retornará o se “devolverá” a los usuarios del servicio eléctrico. Consecuentemente, el no reconocimiento del costo de adquisición del terreno no implica una vulneración al derecho constitucional que tiene la empresa, pues el terreno se mantendrá siempre en su propiedad, incluso después de que el plazo de la concesión haya culminado podrá disponer de él;

Que, por consiguiente, carece de asidero el argumento vinculado a la vulneración al principio de verdad material, a la infracción a la finalidad del Procedimiento PBP y al derecho constitucional de la propiedad, pues, en este proceso y anteriores se actúa en sujeción al principio de eficiencia, y de ningún modo se le despoja de su propiedad;

Que, por lo tanto, este extremo del petitorio debe ser declarado infundado.

## 2.4 SOLICITUD DE NULIDAD PARCIAL DE LA RESOLUCIÓN 056

Que, en cuanto a la solicitud de nulidad parcial solicitada por la recurrente en todos los extremos de su recurso, cabe señalar que, de acuerdo con el artículo 10 del Texto Único Ordenado de la Ley del Procedimiento Administrativo General, son causales de nulidad de los actos administrativos las siguientes:

- La contravención a la Constitución, a las leyes o a las normas reglamentarias;

- El defecto o la omisión de alguno de sus requisitos de validez, salvo que se presente alguno de los supuestos de conservación del acto. Los requisitos de validez del acto son: haber sido emitido por órgano competente; tener objeto y que, además, este sea lícito, preciso, posible física y jurídicamente; finalidad pública; sustentado con la debida motivación; y haber sido emitido cumpliendo el procedimiento regular;

- Los actos expresos o los que resulten como consecuencia de la aprobación automática o por silencio administrativo positivo, por los que se adquiere facultades, o derechos, cuando son contrarios al ordenamiento jurídico, o cuando no se cumplen con los requisitos, documentación o tramites esenciales para su adquisición;

- Los actos administrativos que sean constitutivos de infracción penal, o que se dicten como consecuencia de la misma;

Que, conforme a lo analizado en los numerales 2.1.2, 2.2.2 y 2.3.2 precedentes, se colige que no existe vicio alguno en el proceso regulatorio en curso que acarree la declaratoria de nulidad de este acto administrativo;

por el contrario, se aprecia la aplicación de las normas sectoriales que corresponden a un caso dado, en estricto cumplimiento de las competencias que le han sido conferidas por ley a Osinergmin, así como el sustento de su pronunciamiento. En ese sentido, el acto administrativo que ha emitido no adolece de un vicio de nulidad. La modificación producto de una evaluación sobre el fondo o por la identificación de errores materiales, declarando fundado o fundado en parte algún extremo de la resolución dentro del procedimiento en curso, cuya vía administrativa no se encuentra agotada, no implica necesariamente incurrir en la condición de gravedad insalvable de un vicio que implique la nulidad;

Que, por lo expuesto, se considera no ha lugar la nulidad parcial solicitada por FÉNIX.

Que, finalmente, se han expedido los informes N° 395-2023-GRT y N° 396-2023-GRT de la División de Generación y Transmisión y de Asesoría Legal de la Gerencia de Regulación de Tarifas, los cuales complementan la motivación que sustenta la decisión de Consejo Directivo de Osinergmin, cumpliendo de esta manera con el requisito de validez de los actos administrativos a que se refiere el numeral 4 del artículo 3 del Texto Único Ordenado de la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General; y

De conformidad con lo establecido en la Ley N° 27332, Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos y su Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 042-2005-PCM; en el Reglamento General de Osinergmin, aprobado por Decreto Supremo N° 054-2001-PCM; en el Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 009-93-EM; en la Ley N° 28832, Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica; en el Reglamento de Organización y Funciones de Osinergmin, aprobado con Decreto Supremo N° 010-2016-PCM; y en el Texto Único Ordenado de la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General, aprobado con Decreto Supremo N° 004-2019-JUS; así como en sus normas modificatorias y complementarias; y,

Estando a lo acordado por el Consejo Directivo de Osinergmin en su Sesión N° 15-2023, de fecha 30 de mayo de 2023.

SE RESUELVE:

**Artículo 1.-** Declarar No Ha Lugar la solicitud de nulidad parcial presentada por Fénix Power Perú S.A. en su recurso de reconsideración interpuesto contra la Resolución N° 056-2023-OS/CD por las razones señaladas en el numeral 2.4 de la parte considerativa de la presente Resolución.

**Artículo 2.-** Declarar fundado en parte el extremo 1 del recurso de reconsideración interpuesto por Fenix Power Perú S.A. contra la Resolución N° 056-2023-OS/CD, por las razones expuestas en el numeral 2.1.2 de la parte considerativa de la presente resolución.

**Artículo 3.-** Declarar infundados los extremos 2 y 3 del recurso de reconsideración interpuesto por Fenix Power Perú S.A. contra la Resolución N° 056-2023-OS/CD, por las razones expuestas en los numerales 2.2.2 y 2.3.2 de la parte considerativa de la presente resolución.

**Artículo 4.-** Incorporar los Informes Técnico N° 395-2023-GRT y Legal N° 396-2023-GRT, como parte integrante de la presente resolución.

**Artículo 5.-** Disponer que las modificaciones que motive la presente resolución a lo dispuesto en la Resolución N° 056-2023-OS/CD se consignen en resolución complementaria.

**Artículo 6.-** Disponer la publicación de la presente resolución en el diario oficial El Peruano y consignarla junto con los informes a los que se refiere el artículo 4 precedente, en el portal institucional de Osinergmin: <https://www.osinergmin.gob.pe/Resoluciones/Resoluciones-GRT-2023.aspx>.

OMAR CHAMBERGO RODRÍGUEZ  
Presidente del Consejo Directivo

2183879-1