

operación de la central de titularidad de Electronoroeste, siendo obligación exclusiva de esta última, asumirlo en función de sus ventas;

Que, sobre: i) los gastos incurridos de la empresa A&E Ingenieros Asociados SAC en el mes de julio de 2020 que ascienden a S/ 6991,53 (sin IGV), ii) los gastos incurridos por Comisiones Carta Fianza que ascienden a S/ 34 430,01, y iii) los gastos incurridos por Estudios y/o Asesorías que fueron reportados y sustentados en el Sexto Informe Técnico Mes 010-2020 y que asciende a S/ 26 086,96, la División de Supervisión de Energía (DSE) mediante Informe Técnico DSE-SGE-176-2022, informó que no fueron considerados por un error material, por lo que serán tomados en cuenta como gasto incurrido;

Que, en consecuencia, el único petitorio del recurso presentado por Electronoroeste debe ser declarado fundado en parte, toda vez que, de los cuatro montos solicitados por la recurrente, corresponde corregir tres valores de gastos incurridos modificando con ello, el monto que debe devolver Electronoroeste por exceso de recaudación, no así el monto por aporte de regulación.

Que, finalmente, se han expedido los informes N° 329-2022-GRT y N° 330-2022-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 Osinergrmin, 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 Osinergrmin, 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, 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 Osinergrmin en su Sesión N° 18-2022.

#### SE RESUELVE:

**Artículo 1°.-** Declarar fundado en parte el recurso de reconsideración interpuesto por Electronoroeste S.A. contra la Resolución N° 057-2022-OS/CD, por las razones expuestas en el numeral 2.1.2 de la parte considerativa de la presente resolución.

**Artículo 2°.-** Incorporar los Informes N° 329-2022-GRT y N° 330-2022-GRT, como parte integrante de la presente resolución.

**Artículo 3°.-** Disponer que las modificaciones que motive la presente resolución a lo dispuesto en la Resolución N° 057-2022-OS/CD, se consignen en resolución complementaria.

**Artículo 4°.-** Disponer la publicación de la presente resolución en el diario oficial El Peruano y consignarla junto con los informes a que se refiere el artículo 2, en la página Web de Osinergrmin: <https://www.osinergrmin.gob.pe/Resoluciones/Resoluciones-GRT-2022.aspx>.

OMAR CHAMBERGO RODRIGUEZ  
Presidente del Consejo Directivo

2076417-1

## Resuelven el recurso de reconsideración interpuesto por Fénix Power Perú S.A. contra la Resolución N° 057-2022-OS/CD

RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO  
ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN  
EN ENERGÍA Y MINERÍA OSINERGRMIN  
N° 105-2022-OS/CD

Lima, 9 de junio de 2022

#### CONSIDERANDO:

##### 1.- ANTECEDENTES

Que, en fecha 15 de abril de 2022, fue publicada en el diario oficial El Peruano la Resolución N° 057-2022-OS/CD ("Resolución 057"), 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 2022– abril 2023;

Que, con fecha 09 de mayo de 2022, la empresa FENIX Power Perú S.A. ("FENIX") interpone recurso de reconsideración contra la Resolución 057; siendo materia del presente acto administrativo el análisis y decisión del citado medio impugnativo.

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

Que, FENIX solicita en su recurso de reconsideración la nulidad parcial de la Resolución 057, planteando, a su vez, los siguientes petitorios:

a. Excluir la unidad que se encuentra fuera del límite superior se refiere el numeral 6.3.2 del Procedimiento para la Determinación del Precio Básico de Potencia aprobado por Resolución N° 260-2004-OS/CD ("Procedimiento PBP");

b. Considerar una proyección de demanda factible y coherente acorde con la realidad del mercado eléctrico y la economía nacional, debido a que se estaría generando una distorsión relevante para todo el SEIN especialmente para los generadores quienes tienen que asumir mayores pagos por Peajes;

c. Considerar la partida de costos de adquisición de derechos superficiales sobre el terreno para la central y subestación en el ámbito del Procedimiento PBP.

##### 2.1 DETERMINACIÓN DE LA CAPACIDAD DE LA UNIDAD DE PUNTA

###### 2.1.1 ARGUMENTOS DE LA RECURRENTE

Que FENIX señala que, en el Procedimiento PBP establece los criterios, lineamientos y parámetros necesarios para la determinación del Precio Básico de la Potencia, asimismo, precisa que en su numeral 5.1 se establece el primer paso la determinación de la "unidad de punta";

Que, a efectos de determinar la capacidad de la unidad de punta, menciona que el numeral 6.3.2 del Procedimiento PBP, establece la banda de referencia, definiendo el límite inferior y superior, mientras que en el numeral 6.3.3 del Procedimiento PBP se considera la capacidad nominal a condiciones estándar con una información de las últimas cinco ediciones disponibles de la revista GWTH;

Que, FENIX, indica que en la Resolución 057 se han considerado valores de las modelos de unidades de que se encuentran fuera del límite superior de la banda determinada conforme el numeral 6.2.3 del Procedimiento PBP;

Que, la metodología para definir la unidad de punta a partir de la fijación de una banda, cuyos límites inferiores y superiores son definidos de acuerdo con el numeral 6.3.2 del Procedimiento PBP, por lo que considerar unidades mayores al límite superior deben ser eliminadas o corregidas, dado que contraviene el artículo 47 de la LCE; esto es, el modelo de unidad de generación de 210 MW, se encuentra fuera del límite superior fija, que corresponde al valor de 208,7 MW (potencia efectiva de TG41 de la CT NEPI);

Que, FENIX señala que por mandato expreso del artículo 47 de la LCE y el numeral 6.3.2 del Procedimiento PBP, se debe determinar una banda formada por un límite inferior y superior a determinarse de manera objetiva, por lo que el Regulador está obligado a considerar únicamente las unidades que se encuentren dentro de la banda a ser determinada siguiendo una metodología objetiva;

Que, finalmente, FENIX solicita corregir la Resolución 057 de manera que excluya la unidad que se encuentra fuera de rango y que equívocamente fue considerada en el Anexo del Informe Técnico.

## 2.1.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN

Que, la metodología para determinar el Precio Básico de la Potencia se ciñe estrictamente a lo establecido en el artículo 47 de la Ley de Concesiones Eléctricas, en el artículo 126 de su Reglamento y el Procedimiento PBP;

Que, en el numeral 6 del Procedimiento PBP, se establecen los criterios de elección y condiciones que debe cumplir la unidad generadora más económica para suministrar potencia adicional durante las horas de máxima demanda anual del sistema eléctrico;

Que, en lo que respecta a la banda de referencia aplicable a la capacidad estándar de la unidad de punta (en adelante "CE\_ISO"), el numeral 6.3.2 del Procedimiento PBP dispone que la capacidad estándar de la unidad de punta será al menos el menor valor entre el de 3,5% de la máxima demanda anual del sistema para el año en que se presenta la propuesta y el 75% de la potencia efectiva de la unidad turbogas de mayor capacidad instalada en el sistema (límite inferior). Asimismo, será a lo más igual a la potencia efectiva de la unidad turbogas de mayor capacidad instalada en el sistema (límite superior);

Que, el numeral 6.3.2 del Procedimiento PBP establece que el límite superior de CE\_ISO tiene como tope el valor de la potencia efectiva de la unidad turbogas de mayor capacidad. Seguidamente, el numeral 6.3.3 del Procedimiento PBP indica que para determinar el CE\_ISO precisa que es el producto de tres factores, el primero es el CCBGN\_ISO y los otros dos el FTTC y FCCS; asimismo, define que el término CCBGN\_ISO se obtiene como el promedio aritmético de las últimas cinco ediciones disponibles en la revista GTWH;

Que, respecto a la afirmación de FENIX que los modelos de las unidades se encuentran del límite superior, no es precisa, dado que el Procedimiento PBP es claro en establecer que el límite superior es aplicable al CE\_ISO y no al CCBGN\_ISO; es decir primero se realiza el promedio aritmético de las últimas cinco ediciones disponibles de la revista GTWH para obtener el CCBGN\_ISO y luego se aplica el FTTC y FCCS, para posteriormente obtener la CE\_ISO y poder evaluar si este es menor o igual al límite superior;

Que, en ese sentido, conforme los archivos que sustentan la Resolución 057, se obtuvo que, respecto al Precio Básico de la Potencia en la hoja "CTE" del libro Excel "Potencia\_Punta\_0522(P).xlsx", el límite superior fue de 208,7 MW y por otra parte el valor del CCBGN\_ISO que se obtiene como el promedio de las últimas cinco ediciones del modelo de turbogas GT13E2 el valor de 208,6 MW; por lo que se puede notar que este encuentra dentro de la banda establecida en el Procedimiento PBP;

Que, sin perjuicio de lo expuesto, cabe indicar que FENIX no realizó comentarios relacionados a la capacidad estándar de la unidad de punta dentro de las etapas del proceso de fijación de precios en barra; no obstante, se han revisado las formulaciones utilizadas en cada una de las etapas, sin encontrar incoherencia o cambio de criterios respecto al Precio Básico de la Potencia establecido en la Resolución 057;

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

## 2.2 CONSIDERAR UNA PROYECCIÓN DE DEMANDA FACTIBLE Y COHERENTE ACORDE CON LA REALIDAD DEL MERCADO ELÉCTRICO

### 2.2.1 ARGUMENTOS DE LA RECURRENTE

Que, FENIX menciona, la proyección de demanda en MW para el año 2022 no es factible por ser altamente optimista e inconsistente con la realidad del mercado eléctrico y economía nacional. Sostiene que esto se reflejaría en la tendencia de proyecciones que realiza Osinergrmin, en donde los desacoples van entre 128 MW a 234 MW, por lo que se habría considerado una proyección de máxima demanda extremadamente optimista, la cual generaría una distorsión relevante para todo el SEIN, donde las generadoras son quienes tienen que asumir mayores saldos por Peajes;

Que, argumenta la recurrente, la presencia de una distorsión regulatoria a partir de las proyecciones de

demanda, la cual aumenta en los meses que no se registra dicha máxima demanda (que típicamente sería hasta diciembre del 2022), genera un excesivo efecto negativo en la recaudación del peaje de transmisión que vienen siendo asumido por los generadores en las transacciones del mercado eléctrico;

Que, FENIX afirma, en el Informe Técnico que sustenta la Resolución 057, para la proyección de demanda vegetativa se ha considerado que el PBI del presente año 2022 crecería 2,7% (analistas económicos encuestados a febrero 2022) respecto al 2021. Sin embargo, ese valor difiere en dos puntos básicos del resultado de las encuestas del sistema financiero que arrojan un resultado de 2,5%, mientras que el reciente Reporte de Inflación de marzo 2022, elaborado por el Banco Central de Reserva (el "Reporte BCRP") proyecta una reducción a 1,6% del PBI, impulsado por el déficit de cuenta corriente;

Que, FENIX agrega que, debe tenerse en cuenta que dicha proyección de demanda, que tiene una correlación directa con el crecimiento país, no se condice con la realidad actual del Perú y que, por tanto, dicho indicador debe ajustarse tomando en cuenta las circunstancias reportadas por el Banco Central de Reserva del Perú (BCRP), como el contexto de inestabilidad política, la inflación interanual, la variación del Índice de Precios al Consumidor en Lima, falta de dinamismo de la economía por la pandemia y el conflicto entre Rusia y Ucrania;

Que, FENIX afirma que, el Factor de Carga (FC) del último año histórico (año 2021) resulta del ajuste que se necesita para alcanzar la Máxima Demanda Coincidente con el SEIN a nivel Generación, que registra el COES en su Informe de Evaluación Anual", lo cual correspondería a una metodología que sería una propuesta de Osinergrmin para determinar el factor de carga del año 2021 aplicada en la proyección en MW del año 2022, sin embargo, no correspondería a los valores históricos, distorsionando la demanda;

Que, FENIX advierte que, en los últimos cinco años tarifarios se ha observado una desviación estándar de 220 MW entre la Máxima Demanda anual proyectada y la Máxima demanda mensual real, lo que demostraría que los saldos por Peaje por Conexión están fuertemente correlacionados con dicho error y son sumamente costosos para el SEIN;

Que, según la recurrente, Osinergrmin no fundamenta ni justifica la aprobación de una proyección de demanda altamente optimista como la fijada en la Resolución 057;

Que, FENIX solicita corregir la proyección de demanda, aplicando los criterios de eficiencia y principios regulatorios, a fin de contar con una proyección factible y que no genere distorsiones regulatorias.

### 2.2.2 ANÁLISIS DE OSINERGMIN

Que, las proyecciones son previsiones, es decir la acción de anunciar un comportamiento futuro antes de que ese comportamiento tenga lugar. Las proyecciones de demanda de electricidad efectuadas son coherentes toda vez son representativas y consistentes del tipo técnico-estadístico;

Que, en relación a la representatividad, las proyecciones de demanda se realizaron en un punto del tiempo en el cual se consideró la última información disponible y accesible de las variables que explican el comportamiento de las ventas de energía, según la especificación del modelo, entre las cuales figura la tasa de crecimiento del PBI, que fue tomada de las encuestas de expectativas macroeconómicas del PBI a analistas económicos elaboradas por el BCRP y cuando se accedió a ellas con fecha 2 abril de 2022, se realizó la proyección de demanda en la etapa de la publicación, así que el último dato disponible eran las encuestas con fecha 28 de febrero 2022;

Que, respecto a que Osinergrmin ha considerado encuestas de expectativas del PBI realizadas a los analistas económicos, cabe indicar que los resultados de tales encuestas son una de las fuentes más confiables por ser neutrales en su perspectiva frente a la coyuntura nacional;

Que, las proyecciones de demanda guardan la debida consistencia técnica-estadística, en cuanto a

la especificación del modelo es del tipo econométrico, donde la ecuación es una regresión múltiple y se recoge la varianza de las ventas de energía en función de las varianzas de los factores principalmente que la explican tales como población, PBI y tarifa; asimismo comprende el término de error ( $\mu$ ) que sustituye o representa a todas las variables omitidas o ignoradas que puedan afectar a la variable endógena pero que no se incluyen (o no pueden incluirse) en el modelo de regresión, según lo indica (Gujarati & Porter; 2010), por lo que, el efecto que puede tener factores externos como el contexto de inestabilidad política del país, la pandemia, el conflicto bélico entre Rusia y Ucrania, la inflación, entre otras variables estarían contenidas en esa perturbación estocástica o término de error estocástico, más comúnmente conocido en el argot técnico;

Que, las razones de por qué el término de perturbación sería un sustituto de todas las circunstancias que se omitieron en el modelo, pero que, en conjunto, estarían afectando la demanda, son: (i) la falta de disponibilidad de datos; (ii) la existencia de variables representantes (proxy) inadecuadas; (iii) la aleatoriedad intrínseca en el comportamiento humano; y (iv) el principio de parsimonia, entre las principales; ello siguiendo a Gujarati & Porter; 2010. De igual forma, sobre la aleatoriedad intrínseca en el comportamiento humano, mencionan que, a pesar de que el modelo de regresión supone que las variables tanto endógenas como exógenas se miden con precisión, en la práctica, los datos pueden estar plagados de errores de medición. En relación al principio de parsimonia, precisan que, conviene mantener el modelo de regresión lo más sencillo posible. Si se explica "sustancialmente" el comportamiento de la variable explicada con dos o tres variables explicativas, y si la teoría no es bastante fuerte para indicar otras variables que pueden incluirse, no comprenden la necesidad de introducir más variables. Entonces que  $\mu$  represente todas las demás variables, finalizan los autores;

Que, la estimación econométrica presenta estimadores  $\beta_1$ ,  $\beta_2$  y  $\beta_3$  de MCO (Mínimo Cuadrado Ordinario) que cumplen con la propiedad de ser el Mejor Estimador Lineal Insesgado (MELI), el cual es un requisito esencial según Gujarati & Porter;

Que, además la bondad de ajuste del modelo representado en su Coeficiente de Determinación es fuerte ( $R^2$  y  $R^2$  ajustado > 0,80);

Que, considerando lo anterior, existe coherencia de las proyecciones de demanda de Osinermin a partir de la representatividad y consistencia técnica-estadística;

Que, FENIX afirma que la proyección de demanda en MW para el año 2022 es extremadamente optimista partiendo que en anteriores proyecciones la diferencia anual estaba entre 128 MW a 234 MW; sin embargo, si se lleva tal diferencia anual en MW a términos relativos, esto es, en porcentajes, se observa que dicha diferencia, es aceptable si se considera menor que 5%, toda vez que el nivel de significancia para construir un nivel de confianza del 95%, está alrededor también del 5% (aceptable);

Que, Osinermin advierte que las proyecciones de demanda se efectúan bajo un escenario macro del tipo económico y sectorial tomando en cuenta las herramientas proporcionadas por la econometría y la estadística, con las cuales se permiten resultados no sesgados. Asimismo, es preciso señalar que las estimaciones de la demanda vegetativa se verifican con el comportamiento del PBI histórico, debido a la alta correlación lineal;

Que, la tendencia de las proyecciones que realiza el Osinermin sigue la tendencia de las proyecciones del PBI, una variable económica que revela el crecimiento económico del país en términos macro;

Que, respecto al desacople que, según FENIX, habría entre los valores registrados de máxima demanda mensual (reales) vs. la máxima demanda anual proyectada en MW, se precisa que en el artículo 137 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, se desprende que, para el cálculo del peaje unitario se debe considerar la máxima demanda anual proyectada, tal como viene realizando Osinermin;

Que, la comparación que FENIX realiza entre la máxima demanda anual proyectada por el Osinermin y la máxima

demanda mensual real del 2021 no es correcta, puesto que, el Osinermin no realiza proyecciones mensuales de la máxima demanda. Por lo que, la comparación correcta debería ser considerando la máxima demanda anual real y compararla con la máxima demanda anual proyectada por el regulador;

Que, en relación al Factor de Carga ("FC"), es importante distinguir entre FC a nivel SEIN y FC de la demanda vegetativa. Al respecto, es oportuno aclarar que en la hoja "Proyección GRT" se emplea el FC de la demanda vegetativa y no el FC a nivel SEIN. Asimismo, tal como ya se indicó en la sección V.6 Análisis de Opiniones y Sugerencias del Subcomité de Generadores del COES, punto V.6.7 Proyección de Demanda, del Informe Técnico que sustenta a la Resolución 057, no existe una fórmula para calcular el FC de la demanda vegetativa, debido a que no se dispone con datos de la máxima demanda vegetativa en potencia coincidente a la hora de Máxima Demanda Anual con el SEIN, datos con los que si se dispone en el caso de los usuarios libres. Por tanto, conociendo la máxima demanda del SEIN a nivel generación (Informe de Evaluación Anual del COES), así como la máxima demanda anual de los usuarios libres coincidente con la hora de Máxima Demanda Anual con el SEIN, lo que se realiza es ajustar el FC de la demanda vegetativa de tal manera que permita alcanzar el balance de Máxima Demanda Anual SEIN;

Que, sin perjuicio de lo anterior, cabe señalar que el valor de FCA calculado (85,9%) es muy cercano al FC a nivel SEIN de 85,4% reportado por el COES en sus estadísticas anuales del año 2021, lo que demuestra que dicho valor se encuentra en concordancia con la realidad, contrariamente a lo que señala FENIX en su recurso de reconsideración;

Que, por lo tanto, de acuerdo con el presente análisis, este extremo del petitorio debe ser infundado.

### 2.3 CONSIDERAR LA PARTIDA DE COSTOS DE ADQUISICIÓN DE TERRENOS PARA DETERMINAR EL PBP

#### 2.3.1 ARGUMENTOS DE LA RECURRENTE

Que, FENIX menciona que conforme lo dispuesto en el artículo 47, literales e) y f), de la Ley de Concesiones Eléctricas y el artículo 126 de su Reglamento, se debe 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 se establece en los numerales 7.1.6 y 7.2.3 del Procedimiento PBP. Asimismo, señala que, en referencia al reconocimiento a la omisión de incluir dichos costos, el regulador señaló que estos se encontraban considerados en la partida de "obras civiles";

Que, agrega que no sería lógico concebir dicho propósito se materialice mediante la Resolución 057 cuando el Regulador se rehúsa, inmotivadamente, a contemplar dentro de sus cálculos a 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, señala, como parte del proceso regulatorio, el Subcomité de Generadores del COES presentó una estimación del costo del terreno y costos asociados a la gestión del mismo, con un valor de 2 834 mil USD, llegando a concluir que este es un costo de inversión omitido e identificando un trato diferenciado, en tanto que dicha consideración si se aplica en las fijaciones tarifarias; asimismo, FENIX detalla la forma de estimación del costo, que considera 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 2 834 mil dólares;

Que, menciona que desconocer dichos costos, vulnera los principios de verdad material y el de orientación de costes, especialmente sin brindar sustento jurídico suficiente que justifique por qué tal carga traslada a los generadores cuando es un monto de inversión igualmente comparable a 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, en el proceso de la determinación de los costos de las partidas de inversión de la unidad de punta, conforme lo establece el numeral 7.1.6 del Procedimiento PBP, detalla cuales son las partidas consideradas y menciona que se determinarían sobre la base de costos eficientes de mercado;

Que, al respecto, en referencia al argumento de FENIX, en el cual señala que el numeral 3.1.2.2 del Informe OSINERG-GART/DGT N° 071-2004 que sustentó la aprobación del Procedimiento PBP, menciona que las partidas de adquisición de terreno para la central y su subestación se hallan incluidos en el rubro de "obras civiles"; 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, más 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 (costo de adquisición del 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 2021, mediante el respectivo factor de ajuste;

Que, con relación a la regulación de los Sistemas de Transmisión 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 se diferencie los costos en que incurren 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;

Que, por lo tanto, de acuerdo con el presente análisis, este extremo del petitorio debe ser infundado.

### 2.4 SOLICITUD DE NULIDAD PARCIAL DE LA RESOLUCIÓN 057

Que, en cuanto a la solicitud de nulidad parcial solicitada por la recurrente en el desarrollo de sus pretensiones, 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 trámites 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, no existe vicio alguno en la Resolución 057 que amerite la declaratoria de nulidad de este acto administrativo; por el contrario, se aprecia la aplicación de las normas sectoriales 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, al haber actuado Osinergmin, en el marco de sus competencias dando cumplimiento a las disposiciones normativas vigentes, el acto administrativo que se ha emitido no adolece de un vicio de nulidad;

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

Que, finalmente, se han expedido los informes N° 331-2022-GRT y N° 332-2022-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 Osinermin, 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, 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 Osinermin en su Sesión N° 18-2022.

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° 057-2022-OS/CD por las razones señaladas en el numeral 2.4 de la parte considerativa de la presente Resolución.

**Artículo 2°.-** Declarar infundado, en todos sus extremos, el petitorio del recurso de reconsideración interpuesto por Fénix Power Perú S.A. contra la Resolución N° 057-2022-OS/CD, por las razones expuestas en el numerales 2.1.2, 2.2.2, 2.3.2 de la parte considerativa de la presente resolución.

**Artículo 3°.-** Incorporar los Informes Técnico N° 331-2022-GRT y Legal N° 332-2022-GRT, como parte integrante de la presente resolución.

**Artículo 4°.-** Disponer la publicación de la presente resolución en el diario oficial El Peruano y consignarla junto con los informes a que se refiere el artículo 3 precedente, en la página Web de Osinermin: <http://www.osinermin.gob.pe/Resoluciones/Resoluciones-GRT-2022.aspx>.

OMAR CHAMBERGO RODRIGUEZ  
Presidente del Consejo Directivo

2076419-1

## Resuelven el recurso de reconsideración interpuesto por Empresa de Administración de Infraestructura Eléctrica S.A. contra la Resolución N° 057-2022-OS/CD

### RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA OSINERMIN N° 106-2022-OS/CD

Lima, 9 de junio de 2022

CONSIDERANDO:

#### 1.- ANTECEDENTES

Que, con fecha 15 de abril de 2022, el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería ("Osinermin"), publicó en el diario oficial El Peruano, la Resolución N° 057-2022-OS/CD ("Resolución 057"), 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 2022 – abril 2023;

Que, con fecha 9 de mayo de 2022, la Empresa de Administración de Infraestructura Eléctrica S.A. ("ADINELSA") interpuso recurso de reconsideración contra la Resolución 057; siendo materia del presente acto administrativo, el análisis y decisión del citado medio impugnativo.

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

Que, ADINELSA solicita se reformule la Resolución 057, de acuerdo con los siguientes extremos:

a. Aplicar un criterio uniforme y utilizar las tasas de crecimiento calculadas en base al histórico de demanda del periodo 2019-2020;

b. Asignar en la Estructura de Costos de Personal un operador por cada una de las 12 pequeñas centrales del Datem de Marañón; y,

c. Corregir el error material incurrido al consignar el precio en barra de energía de 32,82 cent. S//kWh en vez de 33,82 cent. S//kWh en el Sistema Aislado Típico B.

### 2.1 SOBRE LA APLICACIÓN DE CRITERIO UNIFORME PARA PROYECCIÓN DE LA DEMANDA

#### 2.1.1 Argumentos de la recurrente

Que, ADINELSA solicita se aplique un criterio uniforme y se utilice las tasas de crecimiento calculadas en base al histórico de demandas del periodo 2019 – 2020, toda vez que las tasas de crecimiento calculadas en base al histórico del periodo 2018 – 2019 refleja un crecimiento desfasado; más aún, considerando que las tasas del periodo atípico 2020 – 2021 no reflejan un crecimiento coherente.

#### 2.1.2 Análisis de Osinermin

Que, las Tasas de Crecimiento Promedio Trimestral consideradas en la Hoja "PDEM-STD" del archivo "Tarifas Aislados 2022 – Pub.xls" no han sido actualizadas en la presente regulación tarifaria, debido a que en el año 2020 se obtuvo un comportamiento atípico de la demanda que fue afectada por restricciones de las actividades económicas y confinamiento por la pandemia del COVID-19;

Que, en el año 2021 comenzó la reactivación de actividades económicas y se logró una recuperación de la demanda, cuyas tasas de crecimiento resultantes son también atípicas, por lo que, no es recomendable su aplicación directa, debido a que estaría distorsionando el comportamiento normal y crecimiento vegetativo de la demanda de los sistemas eléctricos, con la finalidad de incorporar los efectos atípicos de contracción y reactivación de la demanda por efectos de la pandemia COVID-19;

Que, a fin de reflejar el crecimiento de la demanda del año 2022, respecto al año 2019 (que se considera no afecto por el COVID-19), se procederá a la actualización de las tasas de crecimiento promedio trimestral considerando los registros históricos de los años 2019 y parte del año 2021;

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

### 2.2 SOBRE ASIGNAR UN OPERADOR POR CENTRAL DEL DATEM DE MARAÑÓN

#### 2.2.1 Argumento de la recurrente

Que, ADINELSA señala que en la estructura de costos de personal, Osinermin consideró la asignación de un solo operario para las 12 pequeñas centrales del Datem del Marañón;

Que, por tanto, ADINELSA solicita considerar la dotación de 12 Operarios en la Estructura de Costos de Personal, consignado en el ítem 13 del archivo 'Costo de Personal' para Operación, Mantenimiento y Gestión de Pequeñas Centrales Eléctricas, uno para cada una de las 12 Pequeñas Centrales Eléctricas del Sistema Eléctrico Datem del Marañón y en consecuencia se modifique el Costo Anual correspondiente.

#### 2.2.2 Análisis de Osinermin

Que, es preciso mencionar que el Costo Anual del Personal ha sido determinado para una pequeña central térmica representativa denominada "Típico R" del Sistema Eléctrico Aislado Datem del Marañón, que tiene en cuenta el tamaño y características técnicas de los grupos térmicos para cubrir la demanda requerida por cada unidad de generación. Además, el costo medio de generación para una unidad de generación es lo mismo que para doce unidades, dado que también hay que considerar