

fue suscrita mediante Actas, las cuales se encuentran publicadas en la página web de Osinergmin. Asimismo, dicha información fue considerada, de corresponder, en las siguientes etapas del referido proceso.

Aspectos Metodológicos

El valor definitivo del Costo Medio Anual (CMA), Peajes y Fórmulas de Actualización para las instalaciones de SST y SCT de cada Área de Demanda, son determinados con base en los resultados de la valorización definitiva de la Inversión y Costo de Operación y Mantenimiento, realizada en los respectivos procedimientos de Liquidación Anual de Ingresos por aplicación de los Peajes de SST y SCT, y aplicando lo dispuesto en el marco regulatorio vigente.

Para tal efecto, conforme a lo establecido en la normativa vigente, el CMA de los SST es fijado por única vez, por lo que en el proceso regulatorio 2021-2025, solo corresponde actualizar el CMA de los SST de cada empresa, según la fórmula de actualización establecida en el numeral 28.3 de la Norma Tarifas y Compensaciones para los Sistemas Secundarios de Transmisión y Sistemas Complementarios de Transmisión (NORMA TARIFAS), aprobada con Resolución N° 217-2013-OS/CD.

Complementariamente, los CMA de las instalaciones de transmisión que forman parte de los SCT existentes a febrero de 2021, son determinados en los correspondientes procesos de Liquidación Anual de Ingresos por el Servicio de SST y SCT.

Seguidamente, el CMA de cada instalación dada de Alta, en el período comprendido entre el 24 de julio de 2006 y el 28 de febrero de 2021, se actualiza al 31 de marzo de 2021, considerando en la fórmula de actualización: como índices iniciales (*Tco*, *IPMo*, *Pc*, y *Pal*.) los que corresponden al 31 de diciembre del año anterior al de la aprobación de la Base de Datos de Módulos Estándares de Inversión en Transmisión, vigente en la fecha de la puesta en servicio del Elemento y como coeficientes (a, b, c y d) los que reflejen la propia estructura de costos del mismo.

En relación al Ingreso Tarifario ("IT"), según lo establecido en el Artículo 22° de la NORMA TARIFAS, el IT se calcula solamente para instalaciones de MAT o MAT/MAT de los SST o SCT asignados parcial o totalmente a la demanda, que se encuentren directamente conectados entre dos barras para las cuales se han fijado Precios en Barra.

Así, para cada Área de Demanda se determina el Peaje por nivel de tensión, como el cociente del valor presente del flujo de las diferencias entre los valores anuales del CMA y del IT, entre el valor presente de las demandas mensuales para un horizonte de 4 años (demanda eléctrica validada en el Proceso de Aprobación del Plan de Inversiones para el período 2021 – 2025).

En relación a las Compensaciones Mensuales ("CM"), para los sistemas SSTG y SSTGD, las CM resultan de aplicar al CMA actualizado, la fórmula de pagos uniformes para un período de 12 meses, según la expresión definida en el numeral 27.3 de la NORMA TARIFAS.

Por otro lado, los Factores de Pérdidas Medias de Potencia ("FPMdP"), para cada año, son determinados con base en los resultados de los flujos de potencia para las condiciones de demanda coincidente con la máxima demanda anual del SEIN, empleando la ecuación del numeral 20.3 de la NORMA TARIFAS.

Asimismo, los Factores de Pérdidas Medias de Energía ("FPMdE"), para cada año, son determinados con base en los resultados de los flujos de potencia para las condiciones de máxima demanda anual de cada sistema eléctrico, según lo establecido en el numeral 21.2 de la NORMA TARIFAS.

Resumen de Resultados

Como resultado de este proceso regulatorio, se han obtenido los siguientes productos:

- Fijación de Peajes para quince (15) Áreas de Demanda previamente establecidas por Osinergmin.

- Fijación de Peajes y Compensaciones, para treinta y siete (37) TITULARES de transmisión: (16) distribuidoras, (8) generadoras, (10) transmisoras y (3) otras.

- Regulación de 4 934 km de líneas de transmisión y 14 660 MVA de capacidad de transformación, que conforman los SCT e instalaciones de Ampliaciones.

- Regulación de 3 283 km de líneas de transmisión y 495 MVA de capacidad de transformación, que conforman los SST de uso exclusivo de la Generación ("SSTG").

- Regulación de 2 227 km de líneas de transmisión y 50 MVA de capacidad de transformación, que conforman los SST de uso compartido entre la generación y la demanda ("SSTGD").

- Actualización del Costo Medio Anual¹ ("CMA") para los SST.

- Fijación de los valores definitivos del CMA y sus fórmulas de actualización, de los SCT remunerados al 31 de marzo de 2021.

- Elementos dados de Baja de los SST de uso exclusivo de la Demanda ("SSTD"), los cuales cuentan con Acta de Retiro Definitivo de Operación y que han sido considerados en los diferentes Procesos de Liquidación Anual de los Ingresos por el Servicio de Transmisión Eléctrica de SST y/o SCT.

- Aprobación del Costo Medio Anual preliminar de los Elementos que conforman el Plan de Inversiones del período comprendido entre el 01 de mayo de 2021 al 30 de abril de 2025, por Área de Demanda y por cada Titular que la conforma.

- Fijación para el período de aplicación comprendido entre el 01 de mayo de 2021 y el 30 de abril de 2025, de:

- El Ingreso Tarifario para las instalaciones del SSTD, SCT de uso exclusivo de la Demanda ("SCTD") y SSTGD, cuya tensión es de 220 kV o 138 kV y que estén conectadas directamente a barras para las cuales se han fijado Precios en Barra.

- Los Peajes y sus correspondientes fórmulas de actualización, aplicables a los usuarios libres y usuarios regulados, para cada una de las Áreas de Demanda, previamente establecidas por Osinergmin.

- El Cargo de Peaje Secundario por Transmisión Equivalente en Energía ("CPSEE") y su fórmula de actualización, correspondiente a las instalaciones a que se refiere el numeral VIII) del literal e) del Artículo 139° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas ("SSTL").

- Los Factores de Pérdidas Medias para la expansión de los Precios en Barra a las barras de los SST o SCT.

- Los Peajes, Compensaciones y su fórmula de actualización, correspondiente a las instalaciones SST de las empresas con contratos de concesión tipo BOOT² (ISA y REDESUR).

- Peajes, Compensaciones y Fórmulas de Actualización del SCTLN de la empresa Sociedad Minera Cerro Verde S.A. A.

- Las compensaciones y sus fórmulas de actualización de los SSTG y SSTGD, así como la Asignación de la Responsabilidad de Pago.

- CMA y Peajes Unitarios de las instalaciones provenientes de Contratos de Concesión de SCT.

- Aprobación del Plan de Inversiones para el período comprendido entre el 01 de mayo de 2021 y el 30 de abril de 2025, por Área de Demanda y por cada titular que la conforma.

¹ Monto anual que permite retribuir los costos de inversión, operación y mantenimiento.

² Para estas instalaciones el período comprende desde 01 de mayo de 2021 hasta 30 abril de 2022.

Declaran infundado el petitorio del recurso de reconsideración interpuesto por la Empresa de Generación Eléctrica Santa Ana S.A.C. contra la Res. N° 186-2021-OS/CD

RESOLUCIÓN DE CONSEJO DIRECTIVO ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA OSINERGMIN N° 206-2021-OS/CD

Lima, 28 de septiembre de 2021

CONSIDERANDO:

1. ANTECEDENTES

Que, mediante Carta AS 35.21 de fecha 29 de enero de 2021, la Empresa de Generación Eléctrica Santa Ana S.A.C. ("EGESA") solicitó a Osinergmin la fijación de peajes y compensaciones por el uso de terceros (Electrocentro S.A. – "ELECTROCENTRO") de la Línea de Transmisión de 60 kV SET La Virgen - Derivación Puntayacu (L-6089) y subestaciones asociadas, al amparo de lo previsto en el artículo 27 de la Ley N° 28832;

Que, con fecha 29 de julio de 2021 se publicó la Resolución N° 186-2021-OS/CD ("RESOLUCIÓN"), mediante la cual se desestimó la solicitud presentada por EGESA, dándose por concluido el procedimiento de fijación iniciado con la mencionada solicitud;

Que, con fecha 19 de agosto de 2021, EGESA interpuso recurso de reconsideración contra la RESOLUCIÓN; el cual fue complementado mediante escrito de fecha 26 de agosto de 2021, por requerimiento de Osinergmin a través del Oficio N° 825-2021-GRT.

2. RECURSO DE RECONSIDERACIÓN Y ANÁLISIS DE OSINERGMIN

Que, EGESA solicita en su recurso de reconsideración, se revoque la RESOLUCIÓN y se efectúe la fijación de peajes y compensaciones de la LT 60 kV La Virgen - Derivación Puntayacu ("L-6089") y subestaciones asociadas.

2.1. RECURSO DE RECONSIDERACIÓN Y ANÁLISIS DE OSINERGMIN

2.1.1. SUSTENTO DE PETITORIO

A. Respecto a que la L-6089 sería parte del proyecto adjudicado en el Contrato de Concesión RER

A.1 La L-6089 no forma parte del Proyecto adjudicado en el Contrato RER

Que, señala EGESA, en el marco de la Segunda Subasta RER, como parte de los proyectos propuestos para su adjudicación, presentó el Proyecto de la Central Hidroeléctrica Renovandes H1 ("C.H. Renovandes H1") para el suministro de energía eléctrica de fuente renovable ("Proyecto RER") y, como resultado de dicho proceso, suscribió con el Estado Peruano, representado por el Ministerio de Energía y Minas ("MINEM"), el Contrato de Concesión para el suministro de energía eléctrica con energía renovable a través del Proyecto RER de fecha 30 de setiembre de 2011 ("Contrato RER");

Que, precisa, ni en la propuesta presentada para participar en la Subasta RER, ni en el Contrato RER suscrito, se planteó la construcción de una línea con las características de la L-6089, pues por las condiciones del sistema de transmisión a la fecha de la presentación de la propuesta y la firma del Contrato RER, ello no era necesario para que la C.H. Renovandes H1 inyectara su energía al SEIN;

Que, agrega, a la fecha de presentación de la propuesta y la firma del Contrato RER, estaba previsto que el Proyecto RER se conectaría al SEIN en Chanchamayo 44 kV utilizando las líneas Condorcoccha-Ninatambo-Chanchamayo y, por dicha razón, la Barra de Oferta escogida en el contrato fue Condorcoccha 44 kV;

lo cual puede verificarse en la solicitud para la emisión del Estudio de Pre Operatividad ("EPO") del Proyecto RER, presentada al COES el 28 de junio de 2011. De ese modo, indica que el EPO del Proyecto RER adjudicado y contemplado en el Contrato RER no consideraba la L-6089, pues contemplaba elevar la tensión del sistema existente de 44 kV a 60 kV, para lo cual el sistema ya estaba preparado;

Que, EGESA manifiesta que los documentos a los que se refiere Osinergmin para incorrectamente sostener que la L-6089 sería parte del Proyecto RER, datan de cuatro años después de suscrito el Contrato RER, por lo cual dicha documentación no solo evidencia que la L-6089 no forma parte del Proyecto RER; sino también que dicha línea no fue contemplada como parte del mismo porque no era necesaria para que la C.H. Renovandes H1 inyectara energía al SEIN;

Que, sostiene la recurrente, si bien la Línea L-6089 no forma parte del proyecto adjudicado en el Contrato RER, pues dicha línea se contempló recién en enero de 2016 con la modificación del EPO, debe tenerse en cuenta que dicha modificación fue provocada por circunstancias que no fueron responsabilidad de EGESA y que tampoco pudo prever para emitir su propuesta ni suscribir el Contrato RER; por el contrario, dicho cambio se dio entre otras razones por una situación de congestión ajena a la C.H. Renovandes H1, ocasionada porque las centrales RER Huasahuasi I y Huasahuasi II que originalmente debían inyectar 7,9 MW y 8 MW cada una, de acuerdo a sus propuestas y respectivos contratos RER, fueron finalmente construidas para generar 10 MW cada una;

Que, por lo tanto, la recurrente manifiesta que queda evidenciado que la Línea L-6089 no forma parte del Proyecto RER, toda vez que no se contempló, ni podría haber sido contemplada (porque a dicha fecha no podía preverse que fuera necesaria), en la propuesta formulada para la Subasta RER ni en el Contrato RER, sino que respondió a hechos sobrevinientes.

A.2 El uso de la L-6089 por la demanda no está siendo remunerada por la Prima RER

Que, según EGESA, la modificación del EPO incluyendo la L-6089 no es impedimento para que se fije un peaje por dicha línea si es que se verifica su uso por parte de la Demanda; dado que, de acuerdo a las normas vigentes, la línea no está siendo remunerada por Tarifa Adjudicada y por lo tanto tampoco por la Prima RER;

Que, asimismo, señala, en este caso no puede sostenerse que la Tarifa Adjudicada remunere la L-6089, toda vez que el artículo 7 del Decreto Legislativo N° 1002 establece expresamente que las primas al proyecto con generación RER incorporará las inversiones de líneas de transmisión que concurren a la subasta; lo cual no es el caso de la L-6089, en tanto esta no fue planteada ni en la propuesta ante la Subasta RER ni en el Contrato RER;

Que, agrega, ya que se ha probado que la L-6089 fue prevista con posterioridad a la propuesta del Proyecto RER y la firma del Contrato RER, las inversiones realizadas respecto a dicha instalación no concurren a la subasta y por tanto no pueden considerarse parte de la Tarifa Adjudicada a EGESA, ni remuneradas por la Prima RER;

Que, adicionalmente, señala que el referido artículo 7 del Decreto Legislativo N° 1002, como el artículo 12 de su Reglamento, establecen que las primas RER solo remuneran la inversión necesaria para la inyección de energía por las centrales RER. En este sentido, lo que paga toda la demanda mediante la Prima RER es la infraestructura necesaria para que se inyecte la energía adjudicada; es decir, reconoce y remunera la línea cuando la infraestructura se usa para que la C.H. Renovandes H1 inyecte energía;

Que, asimismo, precisa, si la C.H. Renovandes H1 no se encuentra operando (condición de las simulaciones realizadas), la línea no se usa para inyectar al SEIN la energía adjudicada, es decir, no es utilizada por el Proyecto RER, ni pagada por la demanda (mediante la Prima), sino que, bajo el escenario indicado, la demanda hará uso exclusivo de la línea, pero en este escenario, como se demuestra en las simulaciones, sí genera un

beneficio a la demanda del Área de Demanda 5 que la usa para proveerse de energía del SEIN; y es justamente porque existen estos periodos en donde la línea no es necesaria para el Proyecto RER, y sí para la demanda, por lo que se requiere que se fije el peaje;

Que, según concluye EGESA, dado que la Línea L-6089 no estaba prevista a la fecha de presentación de la propuesta, ni a la fecha de firma del contrato RER, no podría de ninguna manera estar contemplada dentro del precio monómico y la Tarifa Adjudicada. Tampoco podrían incluirse en el precio monómico (ni en la Tarifa Adjudicada) las inversiones en dicha línea por el uso de la demanda, porque dichas inversiones no son necesarias para la inyección del Proyecto RER. Por tanto, considera, la Línea L-6089 no fue ni pudo ser incluida en el precio monómico ofertado por EGESA en la subasta en que se adjudicó el Proyecto RER, ni en la Tarifa Adjudicada o la Prima RER.

B. Respecto a que la L-6089 no atendería de manera regular y constante a la demanda del Valle Chanchamayo

B.1 La L-6089 sí atiende de manera regular a la demanda del Valle Chanchamayo

Que, manifiesta la impugnante que la Norma de Asignación determinó la metodología de asignación de pagos entre usuarios y generadores por beneficios. En ese caso, se establece que los beneficios se obtienen básicamente sobre la diferencia del caso inicial y el caso alternativo de los pagos esperados (para la demanda) y utilidades esperadas (generadores). Para estos efectos, el caso inicial es "con línea" y el caso alternativo es "sin línea";

Que, precisa EGESA, en el Estudio Económico presentado, para el caso alternativo "sin línea" se consideró como insumo los mantenimientos programados de la C.H. Renovandes H1 establecidos en los "programas de intervenciones anuales" y publicados en la Portal Web del COES, que representan 24 horas/año. Con esto se sincera la simulación y la afectación a la demanda/generación en análisis. Por su parte, para el caso "sin la línea" superpuesto con el mantenimiento de la C.H. Renovandes H1, se produce el racionamiento a la demanda de la zona (Chanchamayo y SIMSA). Sin embargo, en la RESOLUCIÓN, Osinermin ha señalado que no corresponde considerar situaciones de emergencias o indisponibilidades, en concordancia con lo establecido en el numeral 6.1 del "Procedimiento para la Asignación de Responsabilidad de Pago de los SST y SCT";

Que, la recurrente sostiene, el único escenario que la norma excluye y solo para el cálculo de los precios marginales son las modificaciones artificiales y no señala, como ha interpretado Osinermin, que no puedan considerarse situaciones de emergencia o indisponibilidad;

Que, sobre el particular EGESA señala que esta interpretación de Osinermin no puede ser aceptada, dado que las normas que establecen limitaciones a los administrados deben ser interpretadas restringidamente y no pueden ser ampliadas por analogía a otras situaciones que las reguladas expresamente en ellas; en este sentido, solo se pueden excluir del cálculo las modificaciones que resulten artificiales, y no otros supuestos que no lo sean. Así, debe indicarse que los mantenimientos considerados en las simulaciones presentadas son casos reales, necesarios y programados ante el COES, que son plenamente verificables y previsible, por lo que no constituyen modificaciones artificiales; por el contrario, no considerar dichos mantenimientos podría constituir una modificación artificial;

Que, agrega, para efectos de sincerar el comportamiento de la demanda de ELECTROCENTRO, se consideró que durante el mantenimiento de la C.H. Renovandes H1, la demanda de ELECTROCENTRO reduciría su consumo significativamente a través de algún mantenimiento para reducir su impacto negativo ante el inminente racionamiento, tal como sucede con otras grandes cargas cuando prevén una afectación a su

consumo normal. Por tal motivo, sólo se consideró un 10% de la demanda de ELECTROCENTRO afectada. Sostiene que ello tampoco constituye una modificación artificial. Por lo cual, la recurrente señala que ha sido muy cuidadosa en no incluir en las simulaciones modificaciones artificiales, que, de no haber sido tan diligentes y respetuosos de la normativa, podrían haberse considerado para el caso "sin la línea", tales como: i) Problema en la regulación de frecuencia de la C.H. Renovandes H1, que devendría en su colapso y consecuente racionamiento de la demanda de ELECTROCENTRO y ii) Problema de la C.H. Renovandes H1 para reducir su mínimo técnico por una demanda muy baja de ELECTROCENTRO que devendría en su colapso y consecuente racionamiento de la demanda de ELECTROCENTRO;

Que, en ese sentido, precisa la recurrente, los casos indicados podrían haber sido materia de objeción; por lo que no se ha considerado en las simulaciones; y por ende, no se ha incluido modificación artificial alguna;

Que, finalmente, señala EGESA, con las simulaciones se ha demostrado que la L-6089 sí atiende de manera regular a la demanda del Valle Chanchamayo, sin considerar modificaciones artificiales.

B.2 La L-6089 es parte de una línea de demanda usada y remunerada por el Área de Demanda 5

Que, EGESA señala que la L-6089 se encuentra conectada a L-6087 (línea de SE Chanchamayo - SE Puntayacu) de propiedad de ELECTROCENTRO, la cual, al ser parte de un Sistema Secundario de Transmisión ("SST"), tiene la calificación de línea de demanda que es remunerada exclusivamente por el Área de Demanda 5. En este sentido, al ser la L-6089 una extensión de la línea de ELECTROCENTRO que tiene el mismo fin de suministro, corresponde que dicha línea L-6089 sea remunerada también por la demanda en función al criterio de uso;

Que, agrega, el Reglamento General de Osinermin aprobado mediante el D.S. 054-2001-PCM, establece en su artículo 9° que las condiciones semejantes deben ser tratadas de manera similar. Asimismo, sobre la base de los principios de legalidad y de imparcialidad contemplados en los numerales 1.1 y 1.5 del artículo IV 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 dado que la línea L-6089 tiene condiciones semejantes de operación que la línea de ELECTROCENTRO a la cual se conecta, corresponde que dicha línea también sea remunerada por la demanda del Área de Demanda 5, en función al criterio de uso.

B.3 Osinermin reconoce que la demanda regulada de la SET Chanchamayo depende de la L-6089

Que, según EGESA, el denegar el reconocimiento de un peaje por el uso que hace la demanda de la L-6089, resulta absolutamente contradictoria con los pronunciamientos emitidos por el propio Osinermin en el contexto de acciones de fiscalización, en las cuales se reconoce que la demanda regulada de la SET Chanchamayo sí depende de la L-6089; evidenciándose esto en el Informe N° DSE- FGT-187, a través del cual se inicia un procedimiento administrativo sancionador en contra de EGESA por haber incurrido en incumplimientos al "Procedimiento para Supervisión y Fiscalización del Performance de los Sistemas de Transmisión" en el año 2018, en el cual se concluye que EGESA ha excedido la tolerancia del indicador "Tasa de Falla", por los eventos ocurridos en los meses de marzo, abril y octubre de 2018, imputando responsabilidad por las interrupciones en el suministro de la demanda en la SET Chanchamayo;

Que, de acuerdo con lo señalado por EGESA Osinermin pretende imponer sanciones a la recurrente por interrupciones que afectan a la demanda de la SET Chanchamayo, lo que demuestra evidentemente que, a criterio técnico de Osinermin, la demanda de la SET Chanchamayo sí depende de la L-6089;

Que, EGESA indica que no resulta coherente pretender asignar a EGESA responsabilidades con

relación a la demanda de la SET Chanchamayo, pero a la vez no reconocer el derecho que es la contraparte de dicha responsabilidad, como lo es el reconocimiento del peaje que se solicita;

Que, por último, la recurrente alega una vulneración al principio de análisis de decisiones funcionales, establecido en el artículo 13 del Reglamento General de Osinergrmin, por el cual "el análisis de las decisiones de Osinergrmin debe tener en cuenta sus efectos en los aspectos de fijación de tarifas, calidad, incentivos para la innovación, condiciones contractuales y todo otro aspecto relevante para el desarrollo de los mercados y la satisfacción de los intereses de los usuarios"; y además que Osinergrmin "debe evaluar el impacto que cada uno de estos aspectos tiene en las demás materias involucradas".

C. Respecto a que la demanda de la SET Chanchamayo siempre habría tenido un punto de conexión a través del ramal Tarma-Chanchamayo hasta que se conectó la CH Renovandes H1, con lo cual cambió la configuración en la SET Puntayacu, dicho cambio debía mantener igual o mejor las condiciones iniciales de atención a la demanda de la SET Chanchamayo.

Que, EGESA manifiesta que, además de ser utilizada por el Área de Demanda 5 conforme demuestran en sus simulaciones efectuadas, la L-6089 también contribuye a aportar servicios complementarios al sistema de transmisión de ELECTROCENTRO, permitiendo mejorar parámetros técnicos e indicadores comerciales que generan un aumento de la capacidad de transmisión en condiciones de calidad. Asimismo, se ha mejorado las condiciones existentes del sistema de ELECTROCENTRO ayudando en la reducción de las pérdidas en la línea de transmisión, reducción de los factores de pérdidas medias para reflejar el consumo de energía de ELECTROCENTRO a la Barra de Transferencias, como consecuencia de una mayor tensión en la zona y mejor distribución de la demanda en el sistema de transmisión, mejora en el perfil de tensión en la zona y se han reducido las interrupciones para los usuarios de la SET Chanchamayo causadas por eventos fortuitos y mantenimientos programados en Alta Tensión;

Que, sin embargo, si bien consideran que efectivamente el cambio en la topología que se realizó debía mantener o mejorar las condiciones existentes, ello no implica que, si se determina que las instalaciones nuevas son utilizadas para el suministro a la demanda, dicho uso deba ser gratuito. Por el contrario, habiéndose probado el uso de las instalaciones para el suministro de la demanda y que, además, el mismo Osinergrmin lo reconoce en sus procesos de fiscalización, debe determinarse la remuneración correspondiente, la cual debe ajustarse a lo dispuesto en el artículo 27 de la Ley N° 28832;

Que, la recurrente concluye que, dado que la L-6089 se trata de un SCT que no está incluido en el Plan de Transmisión y tampoco es parte de la Prima RER, corresponde que Osinergrmin cumpla con el reconocimiento de la inversión y costos de operación y mantenimiento, conforme con las condiciones establecidas en la Ley N° 28832 y tal como se ha descrito en su propuesta tarifaria.

2.1.2. ANÁLISIS DE OSINERGRMIN

Que, a continuación, se realiza el análisis de cada punto expuesto por EGESA en su recurso de reconsideración, dejando en claro que existen temas que no necesariamente tienen que ver con la desestimación de la solicitud de fijación de tarifas presentada por la recurrente.

A. Respecto a que la L-6089 sería parte del proyecto adjudicado en el Contrato de Concesión RER

A.1 Respecto La L-6089 no forma parte del Proyecto adjudicado en el Contrato RER

Que, a solicitud de Osinergrmin, el MINEM remitió el expediente completo sobre el otorgamiento de la

concesión definitiva de la Línea L-6089; el Contrato RER y las respectivas adendas suscritas, así como los informes técnicos y legales que sustentaron la aprobación de dichas adendas. En dicha información se observa que en el numeral 3.1 de la Adenda N° 3, las partes acuerdan reemplazar el cronograma de ejecución de obras, con lo cual, del nuevo cronograma de ejecución del Contrato RER se considera como parte de los proyectos a ejecutar la Línea L-6089. En ese sentido, se verifica claramente que con esta adenda la Línea L-6089 si forma parte del Contrato RER;

Que, de esa manera, la referida Adenda detalla el cronograma de ejecución de obras con mayor exhaustividad (a diferencia del contrato primigenio), y brinda mayores detalles sobre el Proyecto RER y la importancia de la construcción y posterior puesta en operación comercial de la Línea L-6089, siendo esta última una instalación que permitió la inyección de energía de la C.H. Renovandes H1 al SEIN;

Que, es importante tener en cuenta para la funcionalidad de la Línea L-6089, la revisión del Convenio suscrito entre Electrocentro y EGESA de fecha 19 de mayo de 2020, donde se aprecia que para el administrado las fechas de puesta en operación comercial tanto de la C.H. Renovandes H1, como de la Línea L-6089 se llevaron a cabo el 20 de marzo de 2018;

Que, de acuerdo con el principio de verdad material, es responsabilidad de Osinergrmin verificar plenamente los hechos que sirven de motivo a sus decisiones, para lo cual resulta indispensable que se verifiquen con mayor exactitud las fechas de puesta en operación comercial de la C.H. Renovandes H1 y la Línea L-6089, a efectos de no permitir la existencia de algún tipo de vacío que pueda ser objetado por la recurrente;

Que, resulta necesario remitirnos a la información oficial contenida en los documentos que emite la administración pública. Así, en el Informe N° DSE-SIE-54-2019 "Estado Situacional del Proyecto L.T. 60 KV S.E. La Virgen - Puntayacu", que fue emitido en virtud de un pedido de la Dirección General de Electricidad del Ministerio de Energía y Minas a Osinergrmin, se concluye que la Línea L-6089 opera desde el 12 de marzo de 2018 y la C.H. Renovandes H1, desde el 20 de marzo de 2018;

Que, en el supuesto negado de que la Línea L-6089 hubiese entrado en operación comercial luego de la C.H. Renovandes H1, la importancia y finalidad de la Línea L-6089 hubiese podido ser objetada de alguna manera por EGESA. No obstante, la Línea L-6089 inició sus operaciones a pocos días de la fecha de puesta en operación comercial de la C.H. Renovandes H1, toda vez que era indispensable que la referida central pueda inyectar su energía al SEIN;

Que, sin perjuicio de lo anterior, se han revisado los estudios de Pre-operatividad (EPO) presentados por EGESA, encontrándose que en el EPO del año 2011 (EPO_0), para la conexión al SEIN de la C.H. Renovandes H1, la energía producida por la C.H. Renovandes H1 será inyectada al SEIN mediante un sistema de transmisión constituido por la subestación de salida Renovandes H1 de 25 MVA y 13,8/44 kV, una línea de transmisión de 18,6 km en 44 kV, y una celda de conexión a las barras de 44 kV de la subestación Chanchamayo. Es decir, el punto de conexión de la C.H. Renovandes H1 al SEIN sería la barra Chanchamayo 44 kV de ELECTROCENTRO;

Que, en ese sentido, del análisis de estudios eléctricos realizados en el EPO_0 se concluyó como necesario implementar los siguientes refuerzos: 1) el repotenciamiento de la línea existente LT 44 kV Tarma - Condorcocha y 2) la adición de un transformador de 20 MVA, 44/138 kV en la SET Condorcocha, dado que la inyección de generación de las futuras C.H. Renovandes H1 (19,99 MW), Huasahuasi I (7,0 MW) y Huasahuasi II (7,0 MW) en la línea troncal de 44 kV (Chanchamayo - Puntayacu - Huasahuasi - Tarma - Condorcocha), congestionarían la LT 44 kV Tarma - Condorcocha y el transformador de 20 MVA, 44/138 kV en la SET Condorcocha. Es decir, para la conexión de la C.H. Renovandes H1 al SEIN a través de la red de Chanchamayo - Ninatambo - Condorcocha 44 kV, era necesario realizar los dos refuerzos indicados, por lo cual se verifica que EGESA tenía conocimiento de las

inversiones a realizar en la red de transmisión antes de firmar el Contrato RER;

Que, posteriormente, el año 2012 fue aprobada la primera actualización del estudio de pre-operatividad (EPO_1) para la conexión al SEIN de la C.H. Renovandes H1, donde se concluyó que la energía producida por la C.H. Renovandes H1 sería entregada al SEIN a través de la SET Yanango 220 kV mediante un sistema de transmisión conformado por la SET Renovandes H1 de 25/12/25 MVA y 60/22,9/13,8 kV, una línea de transmisión Renovandes H1 - Chanchamayo - Utcuyacu de 38,1 km en 60 kV, la nueva SET Utcuyacu de Renovandes de 25 MVA y 220/60 kV, y una línea LT 220 kV Utcuyacu - Yanango de 0,2 km. Es decir, el punto de conexión de la C.H. Renovandes H1 al SEIN sería la barra Yanango 220 kV; sin embargo, para los fines de suministro al SEIN como central RER, el punto de entrega de la energía sería la SE Pachachaca 220 kV, con lo cual se verifica nuevamente la necesidad de considerar inversiones en el sistema de transmisión para la conexión de la C.H. Renovandes H1 al SEIN;

Que, finalmente en el año 2016 fue aprobada la segunda actualización del estudio de pre-operatividad (EPO_2) para la conexión al SEIN de la C.H. Renovandes H1, donde se concluyó que la energía producida por la C.H. Renovandes H1 sería entregada al SEIN en la SET Caripa 138 kV, mediante un sistema de transmisión comprendido por: 1) SET Renovandes H1 de 25/3,75/25 MVA y 60/22,9/13,8 kV; 2) línea LT 60 kV Renovandes H1 - Chanchamayo de 18,6 km; 3) ampliación de la SET Chanchamayo; 4) línea LT 60 kV La Virgen - Puntayacu de 2,2 km (LT se conectaría a la torre 43 de la LT Huasahuasi II - Chanchamayo para formar la línea LT 60 kV La Virgen - Chanchamayo de 16,1 km) y 5) bahía de transformación en la SET La Virgen 60/138 kV, 20 MVA. Es decir, el punto de conexión de la C.H. Renovandes H1 al SEIN sería la barra Chanchamayo 60 kV de ELECTROCENTRO y la barra principal del sistema más próxima sería Caripa 138 kV, con lo cual se verifica nuevamente la necesidad de considerar inversiones en el sistema de transmisión para la conexión de la C.H. Renovandes H1 al SEIN;

Que, por lo expuesto, se observa en los diversos estudios de EPO la necesidad de reforzar e implementar inversiones en la red de transmisión, por lo cual EGESA ha ido evaluando diversas alternativas en las redes de transmisión para la conexión de la C.H. Renovandes H1 al SEIN, llegando a determinar que la mejor solución para la conexión de la CH Renovandes H1 al SEIN es la implementación de la actual L-6089, esto último es indicado por EGESA, en el sustento presentado al MINEM dentro del proceso de aprobación de la Concesión Definitiva de la L-6089 (aprobada con Resolución N°502-2017-MEM/DM), en cuyo Resumen Ejecutivo de Estudio de la L-6089 se señala que *"Mediante una evaluación económica y financiera se determinó que el proyecto "LT La Virgen - Puntayacu es la mejor solución para la conexión de la CH Renovandes H1 al SEIN"*. Es decir, producto de una evaluación económica financiera, EGESA determinó que la mejor solución para la conexión de la C.H. Renovandes H1 al SEIN es la implementación de la L-6089, con lo cual queda demostrado que dicha línea de transmisión, fue considerada como la opción más económica, eficiente y mejor dimensionada en comparación con las otras alternativas de refuerzos iniciales que se consideraron implementar en la red de transmisión, antes de la firma del Contrato RER;

Que, adicionalmente, mediante carta GT-113-2015 del 24 de marzo de 2015, ELECTROCENTRO presentó observaciones al EPO_2, oportunidad en la que EGESA indicó lo siguiente: *"La presente, segunda actualización propone que en cambio la conexión al SEIN sea a través de la SE La Virgen 138 kV y luego a través de la SE Caripa 138 kV. La nueva solución propuesta es más simple, más eficiente, más económica y está mejor dimensionada"*;

Que, por lo tanto, la L-6089 sí está considerada dentro del Contrato RER. Además, EGESA reitera en diversos documentos que, en base a los análisis realizados, la L-6089 fue determinada producto de una evaluación como la mejor solución para la conexión de la CH Renovandes H1 al SEIN, con lo cual la misma empresa confirma que dicha línea de transmisión es necesaria para que la C.H. Renovandes H1 pueda inyectar su energía al SEIN;

Que, por otra parte, respecto a lo señalado por la recurrente sobre las modificaciones que no pudo prever y que los mismos fueron ocasionados por las centrales Huasahuasi, se verifica que, cuando EGESA presentó el Sobre N° 1 de calificación para la segunda subasta RER (Jul-2011) y firmó el Contrato RER (Set-2011), ya tenía pleno conocimiento de los problemas de sobrecargas que se generaban en la red Chanchamayo - Ninatambo - Condorcocha 44 kV a partir de la interconexión de la C.H. Renovandes H1 y de los refuerzos necesarios para superar dichos problemas, dado que, en el EPO_0 (May-2011) todo este escenario ya se había analizado e identificado. Por lo cual, lo señalado por EGESA que no pudo prever este escenario es incorrecto. Asimismo, de la simulación del análisis eléctrico del EPO_0, se verifica que se consideró la generación conjunta de Huasahuasi I y II en 13,8 MW (menor a la nominal inicial previsto en 15,9 MW), potencia con la cual ya se identificaban problemas de congestión y sobre carga en las redes de transmisión. Por lo tanto, lo argumentado por EGESA de que los problemas en la red local fueron ocasionados por los 4 MW adicionales que finalmente tuvieron en conjunto Huasahuasi I y II, es incorrecto;

A.2 El uso de la L-6089 por la demanda no está siendo remunerada por la Prima RER

Que, como se ha verificado en el análisis anterior, la L-6089 está considerada dentro del marco de lo pactado en el Contrato RER, por lo cual se verifica que el uso de la L-6089 viene siendo remunerada por la tarifa adjudicada;

Que, el numeral 7.1 del artículo 7 del Decreto Legislativo N° 1002 establece que las inversiones en energías renovables que concurren a la subasta incluirán las líneas de transmisión necesarias a su conexión al SEIN. Del mismo modo, el numeral 12.1 del artículo 12 del Reglamento del Decreto Legislativo N° 1002 dispone, en cuanto a la presentación de ofertas para la subasta, que el precio monómico comprendido en la Oferta, deberá incluir los costos de inversión de la infraestructura de transmisión necesaria para su conexión al SEIN;

Que, de esta manera, se evidencia que EGESA recibe periódicamente pagos a cuenta de Ingreso Garantizado, correspondientes a la energía y (de corresponder) potencia inyectada al SEIN. En efecto, la Línea L-6089, al formar parte del Proyecto RER, está comprendida en el precio monómico y la Tarifa Adjudicada del Contrato RER, en contraposición a lo señalado por la empresa recurrente, la cual no considera que la Línea L-6089 constituye una inversión posterior de responsabilidad de EGESA que debe ser cubierta por el precio monómico ofertado; inobservando además que dicha inversión resultó económicamente más eficiente;

Que, asimismo, según el sustento presentado por EGESA al MINEM dentro del proceso de aprobación de la Concesión Definitiva de la L-6089 (aprobada con Resolución N°502-2017-MEM/DM), de la sección del Estudio de Mercado Eléctrico, se concluye lo siguiente: i) Que la L-6089 es necesaria para la interconexión de la C.H. Renovandes H1 al SEIN, la cual es financiada mediante los ingresos de venta de energía y potencia de dicha central, aspecto que ha sido indicado por la propia empresa; ii) Que la L-6089 forma parte de una obra complementaria y necesaria para la C.H. Renovandes H1 y que la misma está siendo reconocida y financiada en el Contrato RER, con lo cual queda claro que el uso de la L-6089 viene siendo reconocida en la tarifa adjudicada; y iii) Que no fue necesario realizar un estudio de tarifas eléctricas ya que sean cuales fueren las tarifas eléctricas de corto plazo, los ingresos están garantizados por el Contrato RER, lo cual contradice todo lo argumentado y presentado por EGESA en el presente recurso de reconsideración;

Que, además, en el numeral 12.1 del artículo 12 del Reglamento de la Ley de la Inversión Privada para la Generación de Electricidad con el Uso de Energías Renovables, aprobado con Decreto Supremo N° 012-2011-EM, se establece que el precio monómico comprendido en la Oferta, deberá incluir los costos de inversión de la infraestructura de transmisión necesaria para su conexión al SEIN, por lo cual, en base a lo expuesto en

el análisis anterior, se evidencia que la L-6089, materia de la solicitud de EGESA, está comprendida en el precio monómico del Contrato RER, por lo que no corresponde un pago adicional;

Que, sin perjuicio a lo anterior, las modificaciones posteriores que considere EGESA son de su responsabilidad, dado que, los mismos son cubiertos por la Tarifa Adjudicada, y más aún, considerando que la modificación actual es económicamente más rentable según la propia evaluación que EGESA presentó al MINEM dentro del proceso de aprobación de la Concesión Definitiva de la L-6089 (aprobada con Resolución N°502-2017-MEM/DM).

Que, de la revisión del Informe N° 444-2014-GART, corresponde señalar que la concurrencia o no de la Línea L-6089 en la Subasta RER no puede ser utilizada por EGESA para pretender que dicha línea tenga que ser asumida por la demanda del área de concesión. De ser ello así, los usuarios del Área de Demanda donde opera EGESA, además de remunerar la línea de transmisión materia del presente proceso regulatorio, a través del peaje del SPT, remunerarían adicionalmente a la misma instalación mediante el peaje de los SST y SCT, es decir, existiría un doble pago de estos usuarios para remunerar la misma inversión;

Que, por otro lado, debemos tomar en cuenta que todo proyecto de generación RER requiere indubitablemente de una línea de transmisión que permita la inyección de energía al SEIN. En ese sentido, si bien no es posible tener conocimiento de cómo la empresa recurrente compuso su oferta, ya que eso forma parte de la estrategia comercial de cada postor, si es factible afirmar que EGESA realizó un estudio que le permitiera avizorar riesgos futuros vinculados a su inversión;

Que, precisamente, dicha estrategia comercial encuentra sustento en el due diligence que realiza cada postor para conocer claramente posibles fuentes de responsabilidad futura, por lo cual normalmente es la base para acordar la distribución de los riesgos de contrato. Dicho razonamiento también se extiende a los costos devenidos de la instalación de las líneas de transmisión que sean necesarias para inyectar la energía de la C.H. Renovandes H1 al SEIN, a pesar de no haber sido incluidas como tales en una propuesta inicial. En ese sentido, se entiende que EGESA internalizó en la oferta el costo de la Línea L-6089, el cual forma parte del Proyecto RER;

Que, siguiendo dicha línea argumentativa, no resulta adecuado que EGESA, basándose erróneamente en el artículo 7 del Decreto Legislativo N° 1002 y el artículo 12 de su Reglamento, pretenda sostener que la Tarifa de Adjudicación solo se remunera a la Línea L-6089 cuando está siendo utilizada para inyectar energía al SEIN. Ello resulta cuestionable, en la medida de que al momento de la Subasta RER no había forma de que el postor (en este caso EGESA) pueda haber conocido en qué momento o por cuánto tiempo la C.H. Renovandes H1 iba a estar inoperativa o si terceros iban a hacer uso de la Línea L-6089, en tanto su presencia no podía ser definida con exactitud;

Que, EGESA, al solicitar a Osinermin la remuneración de la Línea L-6089 que sirve para inyectar energía al SEIN, estaría valiéndose de su condición de postor en la Subasta RER para obtener un beneficio propio en el mercado, en tanto utiliza su estrategia comercial y la internalización del costo de su oferta para pretender que los usuarios eléctricos se perjudiquen pagando por una Línea de Transmisión que ya está siendo remunerada por formar parte del Proyecto RER;

Que, de esa manera, EGESA vulneraría el principio de neutralidad previsto en el Reglamento General de Osinermin, el cual tiene por finalidad evitar que los agentes utilicen su condición de tales para obtener una ventaja en el sector eléctrico, lo cual debe ser impedido por Osinermin;

Que, finalmente, el efecto de fijar dicho peaje generaría un beneficio indebido de la empresa recurrente apelando a su calidad de Concesionaria, pese a que el precio monómico comprendido en la oferta de la Subasta RER incluye ya los costos de inversión de infraestructura de transmisión necesaria para la conexión de la C.H. Renovandes H1 al SEIN, entre ellos, a la Línea L-6089.

B. Respecto a que la L-6089 no atendería de manera regular y constante a la demanda del Valle Chanchamayo

B.1 La L-6089 sí atiende de manera regular a la demanda del Valle Chanchamayo

Que, se reitera que cualquier escenario de emergencia o indisponibilidad eventual es considerado una modificación artificial operativa, ya que, si bien es un caso operativo posible, su ocurrencia no tiene carácter regular ni es plenamente previsible. Asimismo, se precisa que como escenario de emergencia o indisponibilidad eventual nos referimos a situaciones como fallas, desconexiones fortuitas, entre otras;

Que, por otro lado, los mantenimientos sí son considerados en las simulaciones (verificable en los archivos de entrada PERSEO de simulaciones anteriores) puesto que, tal como señala EGESA, son casos reales, necesarios y programados ante el COES, que son plenamente verificables y previsibles. En este punto, corresponde precisar que, en ningún momento Osinermin ha señalado que los mantenimientos no deben ser considerados;

Que, sin perjuicio de lo anterior, de la propia afirmación de EGESA, en el caso específico de la L-6089, los mantenimientos de la C.H. Renovandes H1 equivalen a 24 horas por año, por lo que, solo en esos casos la demanda de Chanchamayo es atendida por la L-6089, el resto del año dicha línea es utilizada por EGESA para evacuar su energía al SEIN y de esa manera cumplir con su contrato RER. Siendo así, el escenario en el que la L-6089 atiende exclusivamente a la demanda de Chanchamayo 24 horas cada año no puede asumirse como una condición regular y frecuente;

Que, según lo expresado por la propia recurrente en la respuesta N° 4 de su informe de "Respuesta a las Observaciones al Estudio Técnico Económico para la Fijación de Peajes y Compensaciones Correspondientes a la LT 60 kV SET La Virgen - Derivación Puntayacu", el flujo en la L-6089 es en el sentido de la SET Puntayacu hacia la SET La Virgen;

Que, en ese sentido, por todo lo expuesto y según lo indicado por EGESA se verifica que la L-6089 no atiende de manera regular la demanda del Valle Chanchamayo.

B.2 La L-6089 es parte de una línea de demanda usada y remunerada por el Área de Demanda 5

Que, la línea de transmisión que conecta a la SET Chanchamayo y la SET Derivación Puntayacu, fue parte de la LT L-6087 (SET Huasahuasi - SET Chanchamayo), la cual a su vez fue parte de una adecuación de la línea L-6077 (SET Ninatambo - SET Chanchamayo), esta última línea de transmisión entró en operación antes de la promulgación de la Ley N° 28832, por lo que dicha línea de transmisión fue calificada como parte del SST asignado a la demanda;

Que, por otro lado, la L-6089 resultó de una necesidad particular de EGESA, la cual es evacuar la energía de la C.H. Renovandes H1 al SEIN y cumplir con su Contrato RER; y además forma parte del proyecto RER de la C.H. Renovandes H1, por lo que viene siendo remunerada a través de su tarifa adjudicada;

Que, por lo expuesto, queda demostrado que las líneas de transmisión que conectan a la SET Chanchamayo - SET Derivación Puntayacu y la L-6089 fueron desarrolladas en condiciones diferentes y además no tienen el mismo fin. Asimismo, se ha verificado que con el ingreso de la C.H. Renovandes H1 el flujo permanente es hacia la SET La Virgen, por lo cual, como ya se ha demostrado y confirmado por parte de EGESA, la demanda de la SET Chanchamayo no hace uso de manera regular y frecuente de dichas líneas de transmisión en la actualidad;

Que, resulta ser erróneo el argumento de EGESA vinculado a las "condiciones semejantes" que presuntamente existen entre la Línea L-6089 y la línea L-6087, y que encontraría respaldo en los principios de legalidad e imparcialidad contenidos en los numerales 1.1 y 1.5 del artículo IV del Título Preliminar del TUO de la LPAG, respectivamente;

Que, el principio de legalidad referido por EGESA (mas no analizado en toda su dimensión), establece que las autoridades administrativas, y en general todas las autoridades que componen el Estado, deben actuar con respeto a la Constitución, la Ley y el derecho, dentro de las facultades que le estén atribuidas y de acuerdo con los fines para los que fueron conferidas dichas facultades;

Que, en el Informe Legal adjunto a la RESOLUCIÓN, se verifica el análisis de cada uno de los componentes que giran en torno del principio de legalidad, por lo que no corresponde basarse en el referido principio para sostener el argumento de EGESA sobre que la Línea L-6089 es parte de una línea de demanda usada y remunerada por el área de demanda 5; no verificándose de esta manera que el Regulador haya actuado en contra de las normas que rigen su actuación;

Que, respecto al principio de imparcialidad, las autoridades administrativas deberán actuar sin ninguna clase de discriminación entre los administrados, otorgándoles tratamiento y tutela igualitarios frente al procedimiento, resolviendo conforme al ordenamiento jurídico y con atención al interés general;

Que, en concordancia con la doctrina, dicho principio refiere a la objetividad en la fundamentación y adopción de decisiones en sede administrativa, por lo que se da un tratamiento de manera similar ante casos o situaciones de características semejantes. Asimismo, es preciso señalar que este principio no da cabida a que el administrado busque un tratamiento o respuesta por parte de la administración de forma igualitaria a otro administrado en casos donde no se tengan características semejantes o difieran en aspectos sustanciales, como ocurre en el caso específico de EGESA;

Que, por tal motivo, se verifica que no existe ninguna afectación del principio de imparcialidad en la medida que, en ningún momento, EGESA ha sufrido algún tipo de diferenciación en el procedimiento; cabe destacar que la decisión de Osinergrmin se fundamenta en la normatividad aplicable y en el interés público.

B.3 Osinergrmin reconoce que la demanda regulada de la SET Chanchamayo depende de la L-6089

Que, según la información presentada por EGESA, la acción de fiscalización obedece, entre otros, a que EGESA ha excedido la tolerancia anual del indicador "Tasa de falla" e "Indisponibilidad" en equipos de subestación referido específicamente al transformador TE4 138/60 de propiedad de EGESA, independientemente de la demanda interrumpida;

Que, asimismo, de los eventos presentados se observa que, la salida de servicio del transformador TE4 138/60 tendría un impacto en la demanda de la SET Chanchamayo solo cuando dicho evento va acompañado de alguna contingencia que se presente en la C.H. Renovandes H1, toda vez que, del análisis realizado y según lo indicado por EGESA, el flujo de potencia en condiciones normales va en el sentido de la SET Puntayacu hacia la SET La Virgen. Es decir, la demanda de la SET Chanchamayo dependería de la L-6089 únicamente en casos excepcionales (cuando la C.H. Renovandes H1 se encuentra en condición de falla o presenta alguna indisponibilidad eventual), teniendo en cuenta la nueva topología originada con el ingreso de la C.H. Renovandes H1 al sistema, la misma que cambió la configuración de la zona de Chanchamayo de manera que la central pueda evacuar su energía al SEIN y cumplir su Contrato RER. Al respecto, cabe indicar, lo anterior no exige que cualquier evento o falla en el SEIN originado en las instalaciones de EGESA y que afecte al suministro eléctrico de la demanda regulada deba someterse a lo establecido en la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE), aspecto que la División de Supervisión de Electricidad (DSE) toma de base en su procedimiento de fiscalización (aplicable a todas las empresas que operan Sistemas de Transmisión Eléctrica). Por lo tanto, el hecho que Osinergrmin desestime la solicitud de fijación de peajes de la L-6089, según lo expuesto, no resulta contradictorio con su función fiscalizadora.

Que, sin perjuicio de lo anterior, las acciones de fiscalización a las que hace referencia EGESA,

no reconocen que la demanda regulada de la SET Chanchamayo dependan de la Línea L-6089, a efectos de acreditar la no existencia de una vulneración del principio de análisis de decisiones funcionales, contemplado en el artículo 13 del Reglamento General de Osinergrmin;

Que, dicho principio establece la obligación de evaluar el impacto de la actuación regulatoria en diferentes aspectos (contenidos en el Reglamento General de Osinergrmin). Precisamente, al detallarse el impacto regulatorio en el Informe Técnico N° 539-2021-GRT y el Informe Legal N° 540-2021-GRT de cada uno de los casos planteados por Osinergrmin, se evidencia que la actuación de la administración ha estado en concordancia con el principio de análisis de decisiones funcionales;

Que, finalmente el argumento de EGESA sobre una supuesta afectación al principio de análisis de decisiones funcionales, no tiene mayor asidero en tanto se pretende sostener que la SET Chanchamayo depende de la Línea L-6089 sin precisar la relación exacta de la presunta vulneración al principio de análisis de las decisiones funcionales con los presuntos hechos que la configuran.

C. Respecto a que la demanda de la SET Chanchamayo siempre habría tenido un punto de conexión a través del ramal Tarma-Chanchamayo hasta que se conectó la CH Renovandes H1, con lo cual cambió la configuración en la SET Puntayacu, dicho cambio debía mantener igual o mejor las condiciones iniciales de atención a la demanda de la SET Chanchamayo

Que, las mejoras de las condiciones existentes del sistema se contradicen con lo señalado por EGESA en el literal B del recurso de reconsideración, donde se consignan eventos recurrentes los cuales degradan la calidad de servicio de la zona, eventos que son originados por la desconexión del TE4 138/60 y salida de la CH Renovandes H1, los cuales se mantienen aún hasta el presente año;

Que, por otro lado, el uso de la L-6089 no es a título gratuito como indica EGESA, toda vez que la L-6089 viene siendo remunerada por la tarifa adjudicada, dado que dicha línea ha sido construida con la finalidad de que la C.H. Renovandes H1 pueda evacuar su energía al SEIN y pueda cumplir con su contrato RER. Asimismo, cabe señalar que, como se ha expuesto en el referido informe, no se verifica un uso regular y frecuente por parte de la demanda de la SET Chanchamayo;

Que, finalmente, no se evidencia la figura de un tercero que se haya conectado luego de la modificación del sistema efectuado por EGESA, puesto que la demanda de la SET Chanchamayo siempre ha existido en la zona, y no es posterior a las instalaciones de EGESA, ni se ha conectado por necesidad de suministro. Es decir, no se cumple con el presupuesto normativo de que exista un tercero que se conecte a la Línea L-6089 con posterioridad a su puesta en operación comercial y haga uso de la misma, pues la demanda mencionada ha existido desde que la instalación entró en operación. En otras palabras, no se tiene la figura de un tercero que haya motivado la construcción de la instalación de transmisión, pues esta ha sido construida por decisión de EGESA.

Que, finalmente se ha emitido el Informe Técnico N° 611-2021-GRT de La División de Generación y Transmisión Eléctrica y el Informe Legal N° 612-2021-GRT de la Asesoría Legal la Gerencia de Regulación de Tarifas, los cuales complementan la motivación que sustenta la decisión de Osinergrmin, cumpliendo de esta manera con el requisito de validez de los actos administrativos a que se refiere el artículo 3, numeral 4, del Texto Único Ordenado de la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General;

De conformidad con lo establecido en la Ley N° 27332, Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos; 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 en 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 Transmisión, aprobado mediante Decreto Supremo N° 027-2007-EM;



en el Texto Único Ordenado de la 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 Osinerghmin en su Sesión N° 33-2021.

SE RESUELVE:

Artículo 1.- Declarar infundado el petitorio del recurso de reconsideración interpuesto por la Empresa de Generación Eléctrica Santa Ana S.A.C. contra la Resolución N° 186-2021-OS/CD, de conformidad con lo señalado en el numeral 2.1.2 de la parte considerativa de la presente resolución.

Artículo 2.- Incorporar los Informes N° 611-2021-GRT y N° 612-2021-GRT, como parte integrante de la presente resolución.

Artículo 3.- La presente Resolución deberá ser publicada en el Diario Oficial El Peruano y consignada junto con los Informes a que se refiere el artículo 2 precedente, en la página Web de Osinerghmin: <https://www.osinerghmin.gob.pe/Resoluciones/Resoluciones-GRT-2021.aspx>.

JAIME MENDOZA GACON
Presidente del Consejo Directivo

1996382-1

Declaran infundados todos los extremos del petitorio del recurso de reconsideración interpuesto por la empresa Gas Natural de Lima y Callao S.A. contra la Res. N° 187-2021-OS/CD

RESOLUCIÓN DEL CONSEJO DIRECTIVO ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA OSINERGHMIN N° 207-2021-OS/CD

Lima, 28 de setiembre de 2021

CONSIDERANDO:

1. ANTECEDENTES

Que, con fecha 29 de julio de 2021 fue publicada en el diario oficial El Peruano la Resolución N° 187-2021-OS/CD (en adelante "Resolución 187"), mediante la cual se aprobó la liquidación del Plan Anual de Inversiones 2018 de la Concesión de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos de Lima y Callao, así como los correspondientes factores de ajuste por variación;

Que, con fecha 19 de agosto de 2021, la empresa Gas Natural de Lima y Callao S.A. (en adelante "Cálidda") interpuso recurso de reconsideración contra la Resolución 187, mediante documento recibido según Registro GRT N° 8078-2021, siendo materia del presente acto administrativo el análisis y decisión de dicho recurso;

2. PETITORIO DEL RECURSO DE RECONSIDERACIÓN

Que, Cálidda solicita se declare fundado su recurso de reconsideración y se proceda a efectuar las correcciones necesarias, conforme a los argumentos expuestos en su recurso;

3. SUSTENTO Y ANÁLISIS DEL RECURSO DE RECONSIDERACIÓN

3.1. Respecto a que se habría vulnerado su derecho al reconocimiento del íntegro de inversiones en la tarifa

3.1.1. Argumentos de Cálidda

Que, Cálidda señala que en la liquidación efectuada mediante la Resolución 187, no se ha considerado una

serie de proyectos desplegados durante el segundo semestre del 2017 y el año 2018, aun cuando estos forman parte del Sistema de Distribución;

Que, indica que conforme con los artículos 106, 109 y 110 del Reglamento de Distribución y la Cláusula 14.12 de su Contrato BOOT, la empresa tiene derecho a que se le reconozcan todas sus inversiones en la tarifa, dado que la tarifa de distribución debe retribuir el valor de las obras desplegadas por el Concesionario y, por tanto, las inversiones en que incurra Cálidda deben ser reconocidas tarifariamente. Sin embargo, sostiene que Osinerghmin efectuó un análisis de los proyectos que no se encuentran contenidos expresamente en el Plan Anual 2018 aprobado, eliminándolos de la consideración de la liquidación efectuada;

Que, indica que el no considerar los proyectos desplegados atenta contra el derecho del Concesionario a que se le reconozcan las inversiones realizadas, dado que no se establece la totalidad de la inversión efectuada en el año 2018 ni se precisa la forma de recuperar la inversión no considerada en la liquidación del Plan Anual 2018;

Que, señala que al aprobarse el Plan Quinquenal de Inversiones (en adelante "PQI") vigente se reconocieron las inversiones ejecutadas durante el periodo regulatorio anterior, incluyendo aquellas que no estuvieron contempladas en el PQI 2014-2018 y que reemplazaron a los proyectos no ejecutados por Cálidda. Al respecto, sostiene que si tarifariamente se reconocieron inversiones adicionales ejecutadas en el periodo anterior, como parte del monto de inversión aprobado en el PQI 2014-2018, la ejecución del íntegro de las obras necesariamente debería ser parte de la liquidación de dicho periodo regulatorio, y que lo contrario vulneraría el derecho de propiedad de Cálidda al no remunerársele una inversión ejecutada;

Que, en ese sentido, concluye que lo resuelto por Osinerghmin no resulta lícito al no reconocer en su totalidad la forma de recuperación de las inversiones efectuadas y no reconocidas en la liquidación del Plan Anual 2018, lo cual contraviene lo dispuesto en su Contrato BOOT y el Reglamento de Distribución, vulnerando así su derecho de propiedad;

3.1.2. Análisis de Osinerghmin

Que, de acuerdo a lo expuesto en el artículo 63c del Reglamento de Distribución, el Concesionario está obligado a definir un PQI, el cual debe considerar su ejecución y actualización mediante Planes Anuales, cuya ejecución es obligatoria para el Concesionario. Asimismo, en el literal d) de dicho artículo se establece que los Planes Anuales deben ser aprobados por Osinerghmin, quien debe realizar la liquidación del Plan Anual tomando como base: i) el resultado de la supervisión de la ejecución de las inversiones aprobadas en el PQI y, ii) el Plan Anual remitido por el Concesionario;

Que, en ese contexto normativo, mediante Resolución N° 055-2018-OS/CD (en adelante "Resolución 055"), se aprobó, entre otros conceptos, el PQI aplicable al periodo 2018 – 2022, el cual comprende a un grupo de proyectos cuya ejecución ha sido programada para el primer año de dicho PQI, los cuales corresponden al Plan Anual 2018;

Que, de acuerdo a ello y en observancia del Principio de Legalidad, corresponde a Osinerghmin efectuar la liquidación del Plan Anual 2018 conforme a las disposiciones del artículo 63c del Reglamento de Distribución, por lo que no es posible considerar en dicha liquidación las inversiones del año 2017, cuya programación no corresponde al PQI 2018 – 2022 y que no hayan sido aprobadas por Osinerghmin, como pretende la recurrente, pues ello implicaría inaplicar las disposiciones contenidas en el Reglamento de Distribución;

Que, si bien excepcionalmente se han considerado en la liquidación del Plan Anual 2018 algunas inversiones ejecutadas en el segundo semestre del 2017, ello obedece a que las mismas fueron programadas como parte del Plan Anual 2018, que a su vez forma parte del PQI 2018 – 2022, aprobado por Osinerghmin mediante la Resolución 055;

Que, respecto a que, de no considerarse como parte de la liquidación a todos los proyectos desplegados en el año 2018, se estaría atentando contra el derecho del