
Análisis de los Recursos de Reconsideración interpuestos por Electro Oriente S.A.

**Contra las Resoluciones N° 047-2025-
OS/CD y N° 049-2025-OS/CD**

Lima, junio 2025

Resumen Ejecutivo

El 15 de abril de 2025, se publicó la Resolución N° 047-2025-OS/CD (“Resolución 047”), mediante la cual se fijaron los peajes y compensaciones de los Sistemas Secundarios de Transmisión (“SST”) y Sistemas Complementarios de Transmisión (“SCT”) para el periodo mayo 2025 – abril 2029, según lo establecido en la norma “Procedimientos para Fijación de Precios regulados”, aprobado mediante la Resolución N° 080-2012-OS/CD, en cuyo Anexo A.2.2, se señala las diversas etapas a seguirse para dicha fijación.

Por otro lado, el 15 de abril de 2025, se publicó la Resolución N° 049-2025-OS/CD (“Resolución 049”), mediante la cual se fijó el Cargo Unitario de Liquidación de los SST y SCT para el periodo mayo 2025 – abril 2026, como consecuencia de la liquidación anual de los Ingresos por el Servicio de Transmisión Eléctrica de SST y/o SCT.

El 12 de mayo de 2025, la empresa Electro Oriente S.A. (“ELOR”) interpuso, ante el Consejo Directivo de Osinergmin, recurso de reconsideración impugnando la Resolución 047 en el que solicita:

1. Incorporar el CMA del Proyecto “L.T. 60 kV Pongo de Caynarachi - Yurimaguas”, para los Peajes del Área de Demanda 4.
2. Incorporar el valor de inyección de potencia de la Central Hidroeléctrica Gera, al cálculo del Factor de Pérdidas Medias.

Asimismo, el mismo 12 de mayo de 2025, ELOR interpuso recurso de reconsideración impugnando la Resolución 049 en el que solicita:

1. Incorporar el Proyecto “L.T. 60 kV Pongo de Caynarachi - Yurimaguas”, para la fijación del Cargo Unitario de Liquidación del Área de Demanda 4.

Al respecto, según lo indicado en el Informe Legal N° 371-2025-GRT, se recomienda la acumulación de los recursos de reconsideración contra la Resolución 047 y la Resolución 049, a efectos que sean analizados y resueltos conjuntamente.

Como resultado del análisis contenido en el presente informe, se recomienda declarar fundado en parte el petitorio 1 e infundado el petitorio 2 del recurso de reconsideración presentado por ELOR contra la Resolución 047. Asimismo, se recomienda declarar fundado en parte el petitorio 1 del recurso de reconsideración presentada por ELOR contra la Resolución 049.

ÍNDICE

1	INTRODUCCIÓN	2
1.1	ANTECEDENTES.....	2
1.2	OBJETIVO	4
2	RECURSO DE RECONSIDERACIÓN	5
2.1	INCORPORAR EL CMA DEL PROYECTO “L.T 60 KV PONGO DE CAYNARACHI - YURIMAGUAS” EN LOS PEAJES Y EN EL CARGO UNITARIO DE LIQUIDACIÓN DEL ÁREA DE DEMANDA 4.....	5
2.1.1	Sustento del Petitorio	5
2.1.2	Análisis de Osinergmin	6
2.1.3	Conclusión	7
2.2	INCORPORAR LA GENERACIÓN DE LA CH GERA AL CÁLCULO DEL FPM.....	7
2.2.1	Sustento del Petitorio	7
2.2.2	Análisis de Osinergmin	9
2.2.3	Conclusión	9
3	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	10

1 Introducción

Según lo señalado en el artículo 44 de la Ley de Concesiones Eléctricas (“LCE”), la regulación de las tarifas de transmisión es efectuada por Osinergmin, independientemente de si estas corresponden a ventas de electricidad para el servicio público o para aquellos suministros que se efectúen en condiciones de competencia según lo establezca el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas (“RLCE”), aprobado con Decreto Supremo 009-93-EM.

De acuerdo a lo anterior, en el artículo 139 del RLCE, se establecen los lineamientos para fijar las Tarifas y Compensaciones de los Sistemas Secundarios de Transmisión (“SST”) y Sistemas Complementarios de Transmisión (“SCT”); específicamente en los numerales I) y II) del literal i) del artículo 139, se establece que las instalaciones de transmisión se agruparán en áreas de demanda a ser definidas por Osinergmin y que se fijará un peaje único por cada nivel de tensión en cada una de dichas áreas de demanda.

La norma “Tarifas y Compensaciones para SST y SCT”, aprobada mediante Resolución N° 217-2013-OS/CD y modificada mediante Resolución N° 018-2018-OS/CD (“Norma Tarifas”), se ha implementado para cumplir con lo establecido en el marco legal vigente relacionado con la regulación de dichos SST y SCT. Asimismo, se aprobó la Resolución N° 080-2012-OS/CD, la misma que tiene relación con la Norma Tarifas en lo que corresponde a las etapas y plazos a seguirse para la Fijación de Procedimiento de Peajes y Compensaciones de los SST y SCT.

Por otro lado, de conformidad con lo dispuesto en el literal f) del artículo 139 del RLCE y modificado, entre otros, por el artículo 1 del Decreto Supremo N° 027-2007-EM, para las instalaciones que son remuneradas por la demanda se debe determinar, mediante liquidaciones anuales, las diferencias entre los Ingresos Esperados Anuales para el año anterior y lo que correspondió facturar en dicho período.

Asimismo, mediante Resolución N° 056-2020-OS/CD, publicada el 12 de junio de 2020, se aprobó la norma “Procedimiento de Liquidación Anual de los Ingresos por el Servicio de Transmisión Eléctrica del SST y SCT” (“Procedimiento de Liquidación”), el cual es de aplicación a los SST y/o SCT remunerados por la demanda, sean estas instalaciones exclusivas de demanda o de generación-demanda.

1.1 Antecedentes

Respecto al Proceso de Fijación de Peajes

En cumplimiento del cronograma establecido en la Resolución N° 080-2012-OS/CD, el 28 de febrero de 2025, se publicó en el diario oficial El Peruano, el proyecto de resolución que fija los Peajes y Compensaciones de los SST y SCT, aplicables para el período comprendido entre el 01 de mayo de 2025 y el 30 de abril de 2029.

Asimismo, el Consejo Directivo de Osinergrmin convocó a una Audiencia Pública Descentralizada, la misma que se llevó a cabo el 11 de marzo de 2025, en la cual Osinergrmin realizó la exposición y sustento de los criterios, metodología y modelos económicos utilizados en el presente procedimiento de fijación tarifaria de los SST y SCT.

Siguiendo con el proceso, hasta el 25 de marzo de 2025, veinticinco (25) empresas presentaron sus opiniones y sugerencias al proyecto, cuyo análisis está incluido en los Informes N° 222-2025-GRT y N° 223-2025-GRT que forman parte del sustento de la Resolución N° 047-2025-OS/CD ("Resolución 047").

El 15 de abril de 2025 se publicó la Resolución 047, mediante la cual se fijó los Peajes y Compensaciones de los SST y SCT del periodo comprendido entre el 01 de mayo de 2025 y el 30 de abril de 2029.

El 12 de mayo de 2025, la empresa Electro Oriente S.A. ("ELOR") interpuso, ante el Consejo Directivo de Osinergrmin, recurso de reconsideración contra la Resolución 047, cuyos alcances y análisis están contenido en el capítulo 2 del presente informe.

El Consejo Directivo de Osinergrmin convocó a una segunda Audiencia Pública para que las instituciones, empresas y demás interesados que presentaron recursos de reconsideración contra la Resolución 047, pudieran exponer el sustento de sus respectivos recursos, la misma que se realizó el 26 de mayo de 2025.

Conforme al Procedimiento de Peajes y Compensaciones de los SST y SCT, los interesados debidamente legitimados tuvieron la oportunidad de presentar opiniones y sugerencias al recurso interpuesto por ELOR, y se verificó que no se presentaron dentro del plazo otorgado. No obstante, de forma extemporánea con fecha 3 de junio de 2025, la empresa Electronoreste S.A., con Carta N° ENOSA-DCGF-2900-2025, presentó su comentario al Recurso de Reconsideración de ELOR, donde realiza una solicitud asociada a un proyecto de Electronoroeste S.A., la misma que es analizada en los informes correspondientes (Informe N° 368-2025-GRT y N° 369-2025-GRT) a la resolución que resuelve el recurso de reconsideración presentado por esta última empresa contra la Resolución 047.

Respecto al Proceso de Liquidaciones

A fin de dar cumplimiento a las citadas disposiciones, el 13 de marzo de 2025, mediante Resolución N° 030-2025-OS/CD se publicó el Proyecto de Resolución que modifica el cargo unitario de liquidación de los SST y SCT, para el periodo mayo 2025 – abril 2026 como resultado de la Pre-Liquidación Anual de Ingresos correspondiente al periodo enero 2024 – diciembre 2024.

Asimismo, el Consejo Directivo de Osinergrmin convocó a una Audiencia Pública Descentralizada, la misma que se llevó a cabo el 18 de marzo de 2025, en la cual Osinergrmin realizó la exposición y sustento de los criterios, metodología y modelos económicos utilizados en el presente procedimiento de fijación tarifaria de los SST y SCT.

Siguiendo con el proceso, hasta el 25 de marzo de 2025, diecisiete (17) empresas presentaron sus opiniones y sugerencias al proyecto, cuyo análisis está incluido en los Informes N° 220-2025-GRT y N° 221-2025-GRT que forman parte del sustento de la Resolución N° 049-2025-OS/CD ("Resolución 049").

El 15 de abril de 2025 se publicó la Resolución 049, mediante la cual se fijó el Cargo Unitario de Liquidación de los SST y SCT para el periodo mayo 2025 – abril 2026, como consecuencia de la liquidación anual de los Ingresos por el Servicio de Transmisión Eléctrica de SST y/o SCT.

El 12 de mayo de 2025, la empresa ELOR interpuso, ante el Consejo Directivo de Osinerghmin, recurso de reconsideración contra la Resolución 049, cuyos alcances y análisis están contenido en el capítulo 2 del presente informe.

El Consejo Directivo de Osinerghmin convocó a una segunda Audiencia Pública para que las instituciones, empresas y demás interesados que presentaron recursos de reconsideración contra la Resolución 049, pudieran exponer el sustento de sus respectivos recursos, la misma que se realizó el 20 de mayo de 2025.

Conforme al Procedimiento de Liquidación los interesados debidamente legitimados tuvieron la oportunidad de presentar opiniones y sugerencias sobre los recursos de reconsideración recibidos por Osinerghmin, no habiéndose recibido ninguno relacionado con el recurso impugnativo de ELOR.

1.2 Objetivo

El presente informe tiene por objeto analizar los aspectos técnico-económicos de los recursos de reconsideración interpuestos por ELOR contra las Resoluciones 047 y 049. Sobre la base de dicho análisis se plantea la absolución a los temas impugnados.

Para la preparación del presente informe se ha tomado como base la normatividad vigente establecida en la Ley N° 27332, Ley Marco de los Organismos Reguladores; en el Reglamento General de Osinerghmin, aprobado por Decreto Supremo N° 054-2001-PCM; en el Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas; en su Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 009-93-EM; en lo dispuesto en la Ley N° 27444, Ley del Procedimiento Administrativo General; en lo dispuesto en la Ley N° 27838; y en la Ley de Transparencia y Simplificación de los Procedimientos Regulatorios de Tarifas.

En lo que sigue del presente informe, se resumen los requerimientos y argumentos presentados por ELOR, se presenta el análisis técnico efectuado por Osinerghmin y se establecen las conclusiones y recomendaciones al respecto

2 Recurso de Reconsideración

ELOR, mediante su recurso de reconsideración contra la Resolución 047, solicita:

1. Incorporar el CMA del Proyecto "L.T. 60 kV Pongo de Caynarachi - Yurimaguas", en los Peajes del Área de Demanda 4.
2. Incorporar el valor de inyección de potencia de la Central Hidroeléctrica Gera, al cálculo del Factor de Pérdidas Medias.

Además, ELOR mediante su recurso de reconsideración contra la Resolución 049, solicita:

1. Incorporar el Proyecto "L.T. 60 kV Pongo de Caynarachi - Yurimaguas", en la fijación del Cargo Unitario de Liquidación del Área de Demanda 4.

Bajo la organización de los aspectos identificados dentro del petitorio, a continuación, se realiza el análisis de los recursos de reconsideración.

2.1 Incorporar el CMA del Proyecto "L.T 60 kV Pongo de Caynarachi - Yurimaguas" en los peajes y en el cargo unitario de liquidación del Área de Demanda 4

ELOR en su recurso de reconsideración contra la Resolución 047 y Resolución 049, solicita se incorpore el Costo Medio Anual ("CMA") del proyecto "L.T. 60 kV Pongo de Caynarachi - Yurimaguas y Transformador 60/33/10 kV de 15 MVA en Yurimaguas" ("Proyecto Pongo - Yurimaguas") en la determinación de los Peajes y la fijación del Cargo Unitario de Liquidación del Área de Demanda 4.

Considerando la similitud y conexión de este extremo del petitorio, conforme a lo indicado en el Informe Legal N° 371-2025-GRT, ambos son acumulados, analizados y resueltos de forma conjunta.

2.1.1 Sustento del Petitorio

ELOR menciona que solicitó incorporar el CMA del Proyecto Pongo - Yurimaguas en la propuesta inicial de Fijación de Tarifas para los SST y SCT del Área de Demanda 4, instalación aprobada en el Plan de Inversiones 2013-2017; proyecto que habría ingresado en operación el 02 de setiembre del 2024. Agrega que, por razones de observaciones de

Osinergmin y tiempo que ha transcurrido para el levantamiento de las mismas, no se pudo contar con las actas de Puesta en Servicio, y como consecuencia no pudo ser incorporado en las etapas anteriores del proceso de fijación de peajes.

Así también, ELOR menciona que mediante los oficios N° 137-2025-OS-GSE-DSE/SIE del 31 de marzo del 2025 y N° 147-2025-OS-GSE-DSE/SIE del 03 de abril del 2025, se trasladó a Osinergmin las actas de Puesta en Servicio de los elementos de transmisión del proyecto, por lo que se debe considerar el proyecto Pongo – Yurimaguas para el presente proceso de fijación de Peajes 2025 – 2029 del área de Demanda 4.

Además, ELOR indica que de acuerdo al numeral 24.8 de la Norma Tarifas, se deben considerar los CMA de los elementos de transmisión existentes y validadas a través del proceso de Liquidación anual de los ingresos de Transmisión del año de fijación de tarifas de transmisión (en este caso Liquidación del Año 2025). Por tanto, solicita la incorporación del Proyecto Pongo – Yurimaguas dentro del proceso de Liquidación del Año 2025 considerando las actas de puesta en servicio presentadas a Osinergmin como parte de su Recurso de reconsideración.

ELOR precisa que, para determinar el CMA de estas nuevas instalaciones de transmisión, solo se considera como costo por anualidad de la inversión a la parte que ha sido financiada por ELOR, y a la que se tiene que agregar los costos totales de operación y mantenimiento.

ELOR añade que, para el Proyecto Pongo – Yurimaguas, existe el “Convenio Específico de transferencia de recursos para la obra L.T. 60 kV Pongo de Caynarachi-Yurimaguas y subestaciones” (Convenio), firmado entre ELOR y el Ministerio de Energía y Minas (MINEM) el 12 de noviembre del 2013, mediante la cual en su artículo 5.1.2, se indica que la obra estará financiada por los fondos de la Dirección General de Electrificación Rural (DGER) en un 77,4904%; por dicha razón, la anualidad de inversión de este proyecto se encuentra afectada en un porcentaje del 22,5096% perteneciente al financiamiento de ELOR.

Por todo lo anteriormente expuesto, ELOR solicita que se incorpore el CMA del Proyecto Pongo – Yurimaguas en los peajes del Área de Demanda 4 del 2025 – 2029, y el Cargo Unitario de Liquidación correspondiente al año 2025.

2.1.2 Análisis de Osinergmin

Al respecto, se informa a ELOR que como parte del sustento de la Resolución 047 y Resolución 049 se han considerado las Actas de Puesta en Servicio del Proyecto Pongo – Yurimaguas, por consiguiente, se incorporó el CMA de dicho proyecto al cálculo del peaje del Área de Demanda 4 [archivo “05-Tarifas-Rev_2021_2025_4” y carpeta “01 Inversiones” de la Resolución 047], y para la determinación del cargo unitario de liquidación del Área de Demanda 4 [hoja “SCT21” del archivo “Liquidacion2025_PUB” de la Resolución 049].

Por lo tanto, se verifica que las Actas N° 001-2025-ELOR, N° 002-2025-ELOR y N° 003-2025-ELOR a las que se refiere ELOR, fueron consideradas en los archivos de sustento de la Resolución 047 y la Resolución 049.

No obstante, es pertinente señalar que, a partir de los argumentos presentados por la recurrente, se identifica que la SET Yurimaguas corresponde a una subestación que no se encontraba previamente remunerada como parte de los SST y SCT, y que ha sido objeto de una renovación integral como resultado del planeamiento. En tal sentido, para efectos de valoración técnica, en esta etapa del proceso se están incorporando las componentes de obras civiles generales, edificio de control, red de puesta a tierra profunda, instalaciones eléctricas en exteriores, servicios auxiliares, y los módulos de Centro de Control y Telecomunicaciones.

Sobre el Convenio suscrito entre ELOR y la DGER. Al respecto, en concordancia con lo establecido en la Cláusula Tercera del referido Convenio, se ha considerado en la valorización del proyecto que el 77,4904% de la inversión fue financiada por la DGER, correspondiendo reconocer a ELOR el 22,5096% de la inversión restante como parte del CMA.

Por tanto, para la determinación del CMA del proyecto, se aplica un factor de 22,5096% a la inversión determinada en función de los Módulos Estándares, tal como ha sido sugerido por ELOR en su recurso de reconsideración.

Es necesario precisar que, Osinergmin tomó conocimiento del Convenio entre ELOR y la DGER recién en esta etapa del proceso, toda vez que ELOR no lo informó oportunamente ni lo consignó como nota en las Actas de Puesta en Servicio de las referidas instalaciones.

Por lo expuesto, se debe precisar que las modificaciones realizadas en el presente proceso de Fijación de Peajes tendrán incidencia en el proceso de Liquidación del Año 2025.

En consecuencia, y por los argumentos expuestos, corresponde declarar fundado en parte este extremo del recurso de reconsideración contra la Resolución 047:

- Fundado, en lo referido a la necesidad de considerar las transferencias realizadas por el MINEM a ELOR, en el marco del Convenio;
- Infundado, respecto a la solicitud de incluir nuevamente los elementos del Proyecto Pongo - Yurimaguas, en el cálculo de los peajes del Área de Demanda 4, dado que dichas instalaciones ya fueron incluidas en etapas anteriores del proceso.

Por otro lado, con respecto al recurso de reconsideración contra la Resolución 049, y por los sustentos ya descritos, también corresponde declarar fundado en parte este extremo:

- Fundado, en lo referido a la necesidad de considerar las transferencias realizadas por el MINEM a ELOR, en el marco del Convenio;
- Infundado, respecto a la solicitud de incluir nuevamente los elementos del Proyecto Pongo - Yurimaguas, en el cálculo del cálculo unitario de liquidación, dado que dichas instalaciones ya fueron incluidas en etapas anteriores del proceso.

2.1.3 Conclusión

Por los argumentos señalados en la sección 2.1.2, este extremo debe ser declarado fundado en parte. Fundado, en lo referido a la necesidad de considerar las transferencias realizadas por el MINEM a ELOR, en el marco del Convenio. Infundado, respecto a la solicitud de incluir nuevamente los elementos del Proyecto Pongo - Yurimaguas, en el cálculo del cálculo unitario de liquidación y cálculo de peajes del Área de Demanda 4.

2.2 Incorporar la generación de la CH Gera al cálculo del FPM

2.2.1 Sustento del Petitorio

ELOR menciona que, los factores de pérdidas no han considerado la potencia de la CH Gera [hoja "Pot_Coinc_SEIN" del archivo Excel "F_500_FactPerd_AD04", que], a pesar de que esta unidad de generación aporta regularmente su producción al sistema.

Asimismo, ELOR señala que la Norma Tarifas, en sus numerales 19.5 y 21.3 establece que para el cálculo de las pérdidas medias deben descontarse las inyecciones provenientes de centrales aguas abajo con un régimen de producción sostenido durante el año. En ese sentido, el tratamiento normativo aplicable no otorga carácter discrecional a Osinergmin,

sino que impone la obligación técnica de incorporar este tipo de generación en el modelamiento, siempre que se acredite su constancia operativa, condición que la CH Gera cumple plenamente.

Además, ELOR menciona que, según los registros de medición de los años 2022, 2023 y 2024, la CH Gera mantiene un régimen constante de operación, con una producción promedio anual del orden de 8 MW, lo que evidencia su aporte sostenido al sistema. En particular, para el año 2022, y conforme a lo dispuesto en el numeral 8.1.1 de la Norma Tarifas, se consideró el mes de septiembre como mes de referencia, dado que la central estuvo en mantenimiento durante los meses de octubre, noviembre y parte de diciembre. En dicho mes de setiembre, la potencia inyectada por la CH Gera durante la hora de máxima demanda del SEIN fue de 7,57 MW, valor representativo y técnicamente relevante que debió ser incorporado en el modelamiento del archivo de Flujo de Potencia para la determinación de los Factores de Pérdidas Medias (FPMd) del Área de Demanda 4.

ELOR añade que, Osinerghmin ha fundamentado su negativa señalando que el modelamiento utilizado en el proceso de fijación de los FPMd corresponde al archivo de Flujo de Potencia aprobado en el Plan de Inversiones 2025 - 2029 (PIT 2025-2029), lo cual –según su interpretación– impide la inclusión de centrales no contenidas originalmente en dicho archivo. No obstante, esta interpretación normativa resulta contraria al principio de legalidad y a los objetivos técnicos de la regulación tarifaria. La Norma Tarifas no supedita la inclusión de generadores aguas abajo únicamente al contenido del PIT 2025-2029, sino a su régimen técnico de operación, verificable de manera objetiva. Además, el procedimiento de determinación de peajes y FPMd es un proceso regulatorio autónomo, que, si bien se nutre del modelamiento del PI, no se encuentra impedido de introducir ajustes cuando se identifiquen omisiones que afecten la fidelidad del resultado.

ELOR menciona el precedente establecido por el propio Osinerghmin respecto a la CT Tallanca, para la determinación de FPMd del periodo 2025-2029, dicha central fue finalmente incorporada al modelamiento del Área de Demanda 1, pese a no haber sido incluida en el PIT 2025-2029, bajo el argumento de que su exclusión se trató de una omisión subsanable. Osinerghmin señaló en ese caso que, habiendo sido informada su existencia antes de la aprobación del PIT 2025-2029, y contando con operación verificable, correspondía incorporarla en el modelamiento como parte de la red base.

ELOR indica que, la CH Gera se encontraba operativa antes de la aprobación del PIT 2025-2029, y que su aporte al sistema ha sido técnica y documentalmente verificable, por lo que su exclusión resulta ser una omisión que debe ser corregida, en estricta coherencia con el tratamiento dado a la CT Tallanca.

ELOR menciona que Osinerghmin, en ese mismo proceso de determinación de FPMd para el periodo 2025-2029, ha incorporado inyecciones coincidentes de otras centrales de generación propias de distribuidoras, en las Áreas de Demanda 3, 5 y 10, las cuales tampoco fueron consideradas originalmente en el modelamiento del PIT. Esta situación evidencia una inconsistencia en el tratamiento regulatorio.

Adicionalmente menciona que la incorporación de esta central resulta fundamental para asegurar que los factores de pérdidas de potencia y energía reflejen de manera adecuada las condiciones operativas reales del sistema eléctrico. Su exclusión genera una distorsión en la estimación de dichas pérdidas, lo que impacta negativamente en la determinación de tarifas justas y eficientes para los usuarios finales. En consecuencia, se contraviene el principio de eficiencia económica que debe regir el diseño tarifario, se vulnera el principio de equidad al asignar cargos diferenciados a titulares ubicados en condiciones operativas similares dentro de otras áreas de demanda, y se infringe el principio de veracidad técnica,

al basar la planificación tarifaria en un escenario eléctrico que no refleja fielmente la realidad del sistema.

Finalmente, ELOR solicita incorporar el valor de inyección de potencia de la CH Gera, correspondiente a 7,57 MW para los Factores de Pérdidas Medias del Área de Demanda 4.

2.2.2 Análisis de Osinergmin

Respecto a lo establecido en la Norma Tarifas, se debe indicar que, la norma presenta una sola metodología integral aplicable para la determinación de Tarifas y Compensaciones para los SST y SCT; sin embargo, esta metodología se implementa en dos procesos regulatorios diferentes: i) Aprobación del PIT, y ii) Fijación de Peajes y Compensaciones de los SST y SCT.

Respecto a lo indicado sobre el proceso Aprobación del PIT, se precisa que en el planeamiento se consideran condiciones críticas desde el punto de vista de la demanda para efectos de dimensionamiento de líneas de transmisión; por tal motivo, en el PIT se consideró una inyección nula para la CH Gera. No obstante, esta condición no limita analizar la posible consideración de las inyecciones de la CH Gera en el proceso de Fijación de Peajes y Compensaciones de los SST y SCT, al tratarse de procesos regulatorios distintos.

Ahora bien, ELOR menciona que la CH Gera estuvo fuera de servicio durante los meses de octubre, noviembre y parte de diciembre del año de referencia, por lo que, no resulta coherente con un régimen de producción que se mantiene durante el año, ya que todas sus unidades de generación no operaron en el periodo indicado por ELOR. Asimismo, ELOR no ha presentado evidencia que dicha indisponibilidad se deba a un evento fortuito que escape al manejo operativo de la propia central de generación.

Por lo tanto, se precisa que el proceso de aprobación del PIT y la fijación de Peajes y Compensaciones de los SST y SCT, son procesos diferentes. Además, para el presente proceso de Peajes y Compensaciones de los SST y SCT, en el cálculo del Factor de Pérdidas Medias no se considera la inyección de la CH Gera, al evidenciarse que no operó con un régimen de producción que se mantiene durante el año.

Con relación a lo referido por ELOR sobre el numeral 8.1.1 de la Norma Tarifas, se informa que corresponde a la proyección de la demanda para Usuarios Regulados del proceso regulatorio del PIT, previo al presente proceso regulatorio de Peajes y Compensaciones de los SST y SCT, por lo que no resulta aplicable como sustento para el presente caso.

Finalmente, con relación a la CT Tallanca, la inclusión para la determinación de los FPMd fue debido a una omisión, tal como se indica en el Informe N° 097-2025-GRT, debido a que esta central térmica operó con un régimen de producción que se mantiene durante el año de referencia.

2.2.3 Conclusión

Por los argumentos señalados en la sección 2.2.2, este extremo debe ser declarado infundado.

3 Conclusiones y Recomendaciones

Del análisis de los recursos de reconsideración interpuestos por ELOR contra las Resoluciones 047 y 049, se recomienda lo siguiente:

- Declarar fundado en parte el extremo 1 del recurso de reconsideración contra la Resolución 047, así como el extremo 1 del recurso de reconsideración contra la Resolución 049, por las razones indicadas en el análisis de Osinergmin consignados en el numeral 2.1.2. del presente informe.
- Declarar infundado el extremo 2 del recurso de reconsideración contra la Resolución 047, por las razones indicadas en el análisis de Osinergmin consignados en el numeral 2.2.2. del presente informe.

[sbuenalaya]

/ksg-jfp