
Análisis del Recurso de Reconsideración interpuesto por Luz del Sur S.A.A. contra la Resolución N° 112-2024-OS/CD

Lima, julio de 2024

Resumen Ejecutivo

El 10 de junio del 2024 se publicó la Resolución N° 112-2024-OS/CD (en adelante “Resolución 112”), mediante la cual se aprobó el Plan de Inversiones en Transmisión del período comprendido entre el 01 de mayo de 2025 y el 30 de abril de 2029 (en adelante “PI 2025-2029”).

El 01 de julio del 2024, la empresa Luz del Sur S.A.A. (en adelante “LDS”) interpuso, ante el Consejo Directivo de Osinergmin, recurso de reconsideración impugnando la Resolución 112, en el que solicita en los siguientes petitorios:

1. Modificar el año de puesta en servicio de la nueva SET Huaycán 60/22,9/10 kV del 2025 al 2026.
2. Reconocer 2 unidades de estructuras de transición necesarias para la nueva Línea de Transmisión de 60 kV Portillo-Huaycán.
3. Incorporar una celda de línea 60 kV en la SET Surco como parte del proyecto Enlace 50 kV San Mateo (STATKRAFT) – San Mateo (LDS).
4. Reconocer los módulos de fibra óptica en la valorización de la línea de transmisión Portillo – Huaycán.
5. Modificar la longitud aprobada para el soterrado de la línea L-657.
6. Modificar la longitud aprobada para el soterrado de la línea L-641/642 Huachipa – Planicie.
7. Valorizar los nuevos elementos asociados a las Subestaciones en 220 kV, considerando el interés intercalario correspondiente a subestaciones de 220 kV.
8. Modificar la valorización de las obras comunes variables en 60 kV de la SET Huaycán.
9. Modificar la valorización de las obras comunes variables en 60 kV de la SET Vitarte.
10. Incluir una celda 60 kV de acoplamiento longitudinal para la nueva SET Huaycán.
11. Considerar un nuevo enlace en 60 kV San Juan - Villa María.
12. Incluir un transformador de reserva 220/60 kV para la SET Cantera.
13. Ampliar la capacidad de transformación MAT/AT en la SET Industriales.
14. Modificar, aclarar y corregir errores en el PI 2025-2029.

Como resultado del análisis que se realiza en el presente informe, se recomienda declarar fundado los petitorios 1, 2 y 3; declarar fundado en parte los petitorios 8, 9 y 14; declarar

infundado la pretensión principal del petitorio 4 y los petitorios, 5, 6, 7, 10, 11, 12 y 13; y, declarar improcedente la pretensión subordinada del petitorio 4.

El PI 2025-2029, incorporando las modificaciones correspondientes a lo resuelto como producto del análisis de los recursos de reconsideración, será consignado en el informe que sustenta la resolución complementaria, la cual dispondrá la aprobación de las modificaciones a la Resolución 112 como consecuencia de los extremos que sean declarados fundados o fundados en parte en los recursos de reconsideración interpuestos.

ÍNDICE

1. INTRODUCCIÓN5

1.1 ANTECEDENTES5

2. RECURSO DE RECONSIDERACIÓN7

2.1 MODIFICAR LA PUESTA EN SERVICIO DE LA NUEVA SET HUAYCÁN AL 2026.....8

2.1.1 Sustento del Petitorio8

2.1.2 Análisis de Osinergmin8

2.1.3 Conclusión.....8

2.2 RECONOCER ESTRUCTURAS DE TRANSICIÓN PARA LA LT EN 60 KV PORTILLO-HUAYCÁN.....9

2.2.1 Sustento del Petitorio9

2.2.2 Análisis de Osinergmin9

2.2.3 Conclusión.....9

2.3 INCORPORAR UNA CELDA DE LÍNEA 60 KV EN LA SET SURCO.....9

2.3.1 Sustento del Petitorio9

2.3.2 Análisis de Osinergmin10

2.3.3 Conclusión.....10

2.4 RECONOCER LOS MÓDULOS DE FIBRA ÓPTICA PARA LA LT EN 60 KV PORTILLO – HUAYCÁN.....10

2.4.1 Sustento del Petitorio10

2.4.2 Análisis de Osinergmin11

2.4.3 Conclusión.....11

2.5 MODIFICAR LA LONGITUD DEL SOTERRADO DE LA L-65712

2.5.1 Sustento del Petitorio,12

2.5.2 Análisis de Osinergmin12

2.5.3 Conclusión.....12

2.6 MODIFICAR LA LONGITUD DEL SOTERRADO DE LA LÍNEA L-641/642 HUACHIPA – PLANICIE.....12

2.6.1 Sustento del Petitorio12

2.6.2 Análisis de Osinergmin13

2.6.3 Conclusión.....14

2.7 CONSIDERAR EL INTERÉS INTERCALARIO CORRESPONDIENTE A 220 KV PARA LOS NUEVOS ELEMENTOS APROBADOS14

2.7.1 Sustento del Petitorio14

2.7.2 Análisis de Osinergmin15

2.7.3 Conclusión.....15

2.8 MODIFICAR LA VALORIZACIÓN DE LAS OBRAS COMUNES VARIABLES EN 60 KV DE LA SET HUAYCÁN.....15

2.8.1 Sustento del Petitorio15

2.8.2	Análisis de Osinerghmin	16
2.8.3	Conclusión.....	16
2.9	MODIFICAR LA VALORIZACIÓN DE LAS OBRAS COMUNES VARIABLES EN 60 KV DE LA SET VITARTE	16
2.9.1	Sustento del Petitorio	16
2.9.2	Análisis de Osinerghmin	16
2.9.3	Conclusión.....	17
2.10	INCLUIR CELDA DE ACOPLAMIENTO LONGITUDINAL EN 60 KV PARA LA NUEVA SET HUAYCÁN.....	17
2.10.1	Sustento del Petitorio	17
2.10.2	Análisis de Osinerghmin	17
2.10.3	Conclusión.....	18
2.11	CONSIDERAR UN NUEVO ENLACE EN 60 KV SAN JUAN – VILLA MARÍA	19
2.11.1	Sustento del Petitorio	19
2.11.2	Análisis de Osinerghmin	20
2.11.3	Conclusión.....	21
2.12	INCLUIR UN TRANSFORMADOR DE RESERVA EN LA SET CANTERA.....	21
2.12.1	Sustento del Petitorio	21
2.12.2	Análisis de Osinerghmin	22
2.12.3	Conclusión.....	24
2.13	AMPLIAR LA CAPACIDAD DE TRANSFORMACIÓN MAT/AT EN LA SET INDUSTRIALES	24
2.13.1	Sustento del Petitorio	24
2.13.2	Análisis de Osinerghmin	25
2.13.3	Conclusión.....	26
2.14	MODIFICAR, ACLARAR Y CORREGIR ERRORES EN EL PI 2025-2029	26
2.14.1	Sustento del Petitorio	26
2.14.2	Análisis de Osinerghmin	30
2.14.3	Conclusión.....	34
3.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	35

1. Introducción

El presente informe contiene el análisis del recurso de reconsideración presentado por la empresa Luz del Sur S.A.A. (en adelante “LDS”) contra la Resolución N° 112-2024-OS/CD (en adelante “Resolución 112”), publicada en el diario oficial El Peruano el 10 de junio de 2024, mediante la cual se aprobó el Plan de Inversiones para el período del 01 de mayo de 2025 al 30 de abril de 2029 (en adelante “PI 2025-2029”).

1.1 Antecedentes

La Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado con Decreto Ley N° 25844 (en adelante “LCE”), en sus artículos 8 y 42 establecen un régimen de libertad de precios para los suministros que puedan efectuarse en condiciones de competencia, y un sistema de precios regulados en aquellos suministros que por su naturaleza lo requieran, reconociendo costos de eficiencia, y sobre los precios regulados reflejarán los costos marginales de suministro y estructurarán de modo que promuevan la eficiencia del sector.

Así también, los artículos 43 y 44 de la LCE establece que las tarifas y compensaciones correspondientes a los sistemas de transmisión y distribución deberán ser reguladas y que la regulación de la transmisión será efectuada por Osinergmin, independientemente de si las tarifas corresponden a ventas de electricidad para el servicio público o para aquellos suministros que se efectúen en condiciones de competencia.

El numeral 20.2 de la Ley N° 28832, “Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica”, establece que las instalaciones del Sistema Complementario de Transmisión (SCT) son aquellas cuya puesta en operación comercial se produce en fecha posterior a la promulgación de dicha Ley, mientras que en el literal b) del numeral 27.2 del artículo 27 de la misma Ley N° 28832 establece que los SCT se regulan considerando los criterios establecidos en la LCE para el caso de los Sistemas Secundarios de Transmisión (SST).

Ahora bien, de conformidad con el numeral V) del literal a) del artículo 139 del Reglamento de la LCE, aprobado con Decreto Supremo N° 009-93-EM (en adelante “RLCE”), se indica que Osinergmin revisa y aprueba el Plan de Inversiones.

Para cumplir con el mandato del RLCE, Osinergmin, mediante Resolución N° 217-2013-OS/CD y modificatoria, aprobó los criterios, metodología y formatos para la

presentación de los estudios que sustenten las propuestas de regulación de los SST y SCT (en adelante “Norma Tarifas”), dentro de la cual está comprendido el proceso de aprobación del Plan de Inversiones.

Asimismo, se aprobaron las normas y/o resoluciones vinculadas a la Norma Tarifas, tales como:

- Norma “Procedimiento de Liquidación Anual de los Ingresos por el Servicio de Transmisión Eléctrica del SST y SCT”, aprobada mediante Resolución N° 056-2020-OS/CD.
- Norma “Procedimiento de Altas y Bajas en Sistemas de Transmisión Eléctrica de SST y/o SCT”, aprobada mediante Resolución N° 057-2020-OS/CD.
- Áreas de Demanda según lo establecido en el literal i) del artículo 139 del RLCE, aprobadas mediante Resolución N° 081-2021-OS/CD.
- Porcentajes para determinar el Costo Anual Estándar de Operación y Mantenimiento de las Instalaciones de Transmisión, aprobados mediante Resolución N° 080-2021-OS/CD y modificados mediante Resolución N° 163-2021-OS/CD.
- Base de Datos de Módulos Estándares de Inversión para Sistemas de Transmisión, cuya última actualización fue aprobada mediante Resolución N° 012-2024-OS/CD y modificada mediante Resolución N° 037-2024-OS/CD.
- Norma “Procedimiento para la Asignación de Responsabilidad de Pago de los SST y SCT”, aprobada mediante Resolución N° 164-2016-OS/CD.
- Norma “Procedimiento para la determinación de transformadores de reserva en los SST y SCT”, aprobada mediante Resolución N° 094-2022-OS/CD (“Norma Reserva de Transformación”).

Las bases normativas antes citadas, comprenden para todos los casos, sus normas modificatorias, complementarias y sustitutorias.

Ahora bien, el proceso de aprobación del PI 2025-2029 se inició el 01 de junio de 2023, con la presentación de los estudios técnico - económicos, preparados por las empresas titulares de las instalaciones de transmisión.

El proceso de aprobación del PI 2025-2029 se desarrolló según las etapas y plazos señaladas en el Anexo A.2.1 de la norma “Procedimientos para Fijación de Precios Regulados”, aprobada mediante Resolución N° 080-2012-OS/CD.

Luego de la etapa de publicación del proyecto de resolución que aprueba el PI 2025-2029 (publicado mediante Resolución N° 017-2024-OS/CD) y de la etapa de recepción de opiniones y sugerencias a dicho proyecto, el 10 de junio de 2024 se aprobó el PI 2025-2029, mediante la Resolución 112.

Con relación al Área de Demanda 7, el 01 de julio del 2024, LDS interpuso, ante el Consejo Directivo de Osinerghmin, recurso de reconsideración impugnando la Resolución 112, cuyo análisis es materia del presente informe.

Cabe mencionar que, toda la información disponible relacionada con el proceso de aprobación del PI 2025-2029, incluyendo la correspondiente a las Audiencias Públicas, se viene publicando en la página Web: www.gob.pe/osinerghmin, en la ruta: “Regulación Tarifaria”, “Visita página de Regulación Tarifaria”, “Procesos Regulatorios”, “Electricidad”, “Procedimiento para fijación de Peajes y Compensaciones para SST y SCT”, “En proceso”, “Procedimiento para aprobación del Plan de Inversiones en Transmisión, Período 2025-2029”.

2. Recurso de Reconsideración

Con relación al Área de Demanda 7, mediante escrito de fecha 01 de julio de 2024, LDS ha presentado recurso de reconsideración contra la Resolución 112, solicitando lo siguiente:

- Modificar el año de puesta en servicio de la nueva SET Huaycán 60/22,9/10 kV del 2025 al 2026.
- Reconocer 2 unidades de estructuras de transición necesarias para la nueva Línea de Transmisión de 60 kV Portillo-Huaycán.
- Incorporar una celda de línea 60 kV en la SET Surco como parte del proyecto Enlace 50 kV San Mateo (STATKRAFT) – San Mateo (LDS).
- Reconocer los módulos de fibra óptica en la valorización de la línea de transmisión Portillo – Huaycán.
- Modificar la longitud aprobada para el soterrado de la línea L-657.
- Modificar la longitud aprobada para el soterrado de la línea L-641/642 Huachipa – Planicie.
- Valorizar los nuevos elementos asociados a las Subestaciones en 220 kV, considerando el interés intercalario correspondiente a subestaciones de 220 kV.
- Modificar la valorización de las obras comunes variables en 60 kV de la SET Huaycán.
- Modificar la valorización de las obras comunes variables en 60 kV de la SET Vitarte.
- Incluir una celda 60 kV de acoplamiento longitudinal para la nueva SET Huaycán.
- Considerar un nuevo enlace en 60 kV San Juan - Villa María.
- Incluir un transformador de reserva 220/60 kV para la SET Cantera.
- Ampliar la capacidad de transformación MAT/AT en la SET Industriales.
- Modificar, aclarar y corregir errores en el PI 2025-2029.

Cabe señalar que no se han presentado opiniones y sugerencias en relación al recurso de reconsideración de LDS.

A continuación, se analiza en detalle el recurso de reconsideración presentado por LDS, impugnando la Resolución 112.

2.1 Modificar la puesta en servicio de la nueva SET Huaycán al 2026

2.1.1 Sustento del Petitorio

LDS solicita postergar la puesta en servicio de la nueva SET Huaycán del año 2025 al 2026, debido a la necesidad de desarrollar actividades previas como la compra de terreno, elaboración de estudios, adquisición de equipos y construcción. LDS adjunta el cronograma de actividades para su construcción y una cotización en la que destaca el tiempo de entrega de cumplimiento del equipamiento (16 meses)

LDS menciona que, si bien la fecha de puesta en operación de la SET Huaycán es resultado del análisis técnico y no atribuibles al Titular, considera que la postergación amerita una evaluación ad-hoc, dado que informó dicha situación (actividades previas) anticipadamente en la aprobación del Plan de Inversiones 2021-2025 y su modificación.

Finalmente, hasta que la SET Huaycán entre en servicio el año 2026, para evitar cualquier sobrecarga en la SET Ñaña, LDS señala que realizará transferencias de carga temporales hacia las SET's colindantes, a fin de evitar afectación de la demanda.

Por lo expuesto LDS solicita la postergación de la puesta en servicio de la SET Huaycán del 2025 al 2026.

2.1.2 Análisis de Osinergmin

Como menciona el propio LDS, Osinergmin aprueba el año de puesta en servicio de los proyectos incluidos en el Plan de Inversiones considerando las necesidades del sistema eléctrico evaluado y sustentado por la misma empresa concesionaria, es decir, las gestiones internas para la implementación del proyecto son responsabilidades de las propias concesionarias; en ese sentido, no resulta como justificación para la postergación de la SET Huaycán del 2025 al 2026 los tiempos para desarrollar actividades previas como la compra de terreno, elaboración de estudios, adquisición de equipos y construcción presentado por LDS.

Por otro lado, sobre la propuesta de evitar sobrecarga en la SET Ñaña hasta la puesta en servicio de la SET Huaycán (2026), se evaluó la cargabilidad de las subestaciones existentes y aledañas a la SET Ñaña, verificándose que es posible efectuar transferencias de carga en el año 2025 y con ello evitar la sobrecarga de la referida SET Ñaña. Por tal motivo, se considera factible la postergación de la nueva SET Huaycán para el año 2026.

Sin perjuicio de lo indicado, se precisa que LDS es responsable de eventos que se presenten y afecten la continuidad de la atención de la demanda eléctrica, a consecuencia de la postergación del proyecto SET Huaycán.

Este análisis es complementado con el Informe Legal 554-2024-GRT.

2.1.3 Conclusión

Por los argumentos señalados en la sección 2.1.2, este petitorio debe ser declarado fundado.

2.2 Reconocer estructuras de transición para la LT en 60 kV Portillo-Huaycán

2.2.1 Sustento del Petitorio

LDS señala que deben anclarse estructuras de transición en cada extremo del río Rímac (02) para el proyecto de la LT en 60 kV Portillo-Huaycán, pero Osinergmin no ha considerado las estructuras de transición requeridas debido a los criterios de estandarización de la Base de Datos de Módulos Estándar (BDME).

Al respecto, LDS adjunta una comparación en la que alega la desproporcionalidad entre la valorización de Osinergmin y la de LDS, utilizando módulos estándares de transmisión, ya que Osinergmin solo reconoce el 11,4% del total de la inversión requerida.

Por lo expuesto, LDS solicita que se valoricen las dos estructuras de transición debido a la desproporcionalidad entre la inversión aprobada y la que será ejecutada.

2.2.2 Análisis de Osinergmin

Al respecto, en la publicación del PI 2025-2029 (con Resolución 112) no se consideró las estructuras de transición, puesto que la Línea en 60 kV Portillo - Huaycán (aérea y subterránea) recién se va a implementar (no es un tramo existente), y se consideraba que el tramo aéreo, bajo los criterios de estandarización de la BDME, mantiene una composición de estructuras terminales las cuales hacen la función de estructura de transición en cada cambio de tramo, tomando en cuenta lo indicado en el numeral 4.11 del Informe Técnico N° 503-2018-GRT que formó parte de la Resolución N° 179-2018-OS/CD que aprobó la Base de Datos de Módulos Estándares de Inversión para Sistemas de Transmisión.

Sin embargo, debido a que el tramo aéreo es de 110 m (de un total de 7,62 km) que corresponde al cruce del río Rímac, se observa que no contiene en su valorización un monto que brinde las señales para la implementación de estructuras terminales que puedan hacer las veces de las estructuras de transición. Por lo tanto, considerando esta particularidad, corresponde aceptar las estructuras de transición solicitadas para el tramo aéreo de la Línea de Transmisión de 60 kV Portillo - Huaycán.

2.2.3 Conclusión

Por los argumentos señalados en la sección 2.2.2, este petitorio debe ser declarado fundado.

2.3 Incorporar una celda de línea 60 kV en la SET Surco

2.3.1 Sustento del Petitorio

LDS señala que, con el proyecto aprobado como parte del PI 2025-2029 para dar confiabilidad al sistema crítico de 60 kV Chosica – Surco – San

Mateo, la línea L-647 dejará de operar como sistema radial, ya que se conectará directamente al sistema de barras de 60 kV.

Asimismo, LDS manifiesta que esto generaría una operación inadecuada del sistema crítico mencionado debido a lo siguiente:

- Operación y mantenimiento: La línea L-647 Chosica – Surco no contaría con los equipos de corte e interrupción a la llegada en la SET Surco.
- Seguridad: El circuito de la línea L-647, en su condición actual, no cumpliría con lo establecido en el Reglamento de Seguridad y Salud en el Trabajo con Electricidad (RESESATE 2022).
- Confiabilidad: No se cumpliría un principio básico de la selectividad, ya que, ante una falla en la línea L-647, la apertura de los circuitos contiguos dejaría la SET Surco sin servicio innecesariamente.

Por lo antes expuesto, LDS solicita incluir una celda de línea en 60 kV para la línea L-649 en la SET Surco.

2.3.2 Análisis de Osinergmin

Al respecto, en el Anexo A del Informe N° 437-2024-GRT (publicado conjuntamente con Resolución 112), en el análisis de la opinión 29, respecto a la celda de línea en 60 kV en SET Surco, se precisa que LDS no presentó argumentos de sustento para el requerimiento de la celda (no presentó diagramas unifilares, datos de placa, fotografías que detallen la razón de cambio).

Sin embargo, de acuerdo a lo sustentado por LDS en el presente recurso, por razones de confiabilidad y seguridad en la operación y mantenimiento, y debido a que la operación del sistema Chosica – Surco – San Mateo ya no tendrá configuración radial, a partir de la implementación del proyecto Enlace 50 kV San Mateo (STATKRAFT) – San Mateo (LDS), se considera razonable incluir la celda de línea en la SET Surco.

2.3.3 Conclusión

Por los argumentos señalados en la sección 2.3.2, este petitorio debe ser declarado fundado.

2.4 Reconocer los módulos de fibra óptica para la LT en 60 kV Portillo – Huaycán

2.4.1 Sustento del Petitorio

LDS señaló la necesidad de que se reconozca el módulo de fibra óptica, en la medida en que es una exigencia legal para los Titulares que sus sistemas de transmisión cuenten con fibra óptica. Además, LDS argumentó que el hecho de que el MINEM no haya definido el mecanismo de su tratamiento, corresponde que el Osinergmin efectúe la valorización de fibra óptica de la línea de transmisión Portillo - Huaycán.

Al respecto considera que Osinergmin debe considerar que la exigencia de contar con fibra óptica constituye una obligación regulatoria establecida en la Ley 29904, en los Decretos Supremos N° 034-2010-MTC y 014-2013-MTC, y en la Resolución Ministerial 468-2011-MTC/03. Por esa razón debe

ser considerada en la definición del Plan de Transmisión a efectos de cumplir con el numeral 12.1.7 de la Norma Tarifas.

Sin perjuicio de lo expuesto, en caso Osinerghmin persista con su posición de no reconocer los costos de inversión asociados a la fibra óptica en esta oportunidad, en ningún caso puede sugerir el escenario de que LDS ponga en servicio los proyectos, y que, por dicha razón, no tenga la posibilidad de recuperar dichas inversiones en el CMA.

Adicionalmente, LDS indica que, con el Informe Técnico N° 503-2018-GRT de la Resolución 179-2018-OS/CD, mediante la cual se aprobó la nueva “Base de Datos de los Módulos Estándares de Inversión para Sistemas de Transmisión”, se estableció el reconocimiento del tendido de fibra óptica dentro de la valorización de las líneas de transmisión. No obstante, en el último proceso de reestructuración de la Base de Datos de Módulos Estándar (BDME) en 2022, el Informe Técnico N° 262-2022-GRT estableció nuevos módulos específicamente para la fibra óptica, separándolos de los módulos de líneas de transmisión. Estos módulos fueron utilizados por LDS para la valorización en las nuevas SET's de Huaycán y Vitarte. Además, LDS acota que también debe considerarse la fibra óptica para el enlace propuesto por Osinerghmin entre San Mateo (LDS) y San Mateo (STATKRAFT).

Por otro lado, LDS solicita definir el mecanismo y la oportunidad del reconocimiento de las inversiones por el tendido de fibra óptica que considera necesario instalar. Asimismo, LDS sugiere que estas inversiones pueden ser incorporadas en el procedimiento de liquidación anual.

2.4.2 Análisis de Osinerghmin

Al respecto, como se ha indicado en las diferentes etapas del proceso, en aplicación de lo estipulado en el artículo 12.3 de la Ley N° 29904, “Ley de promoción de la banda ancha y construcción de la red dorsal nacional de fibra óptica”, en el artículo 4 del Decreto Supremo N° 034-2010-MTC y en el numeral 20.3 del Decreto Supremo N° 014-2013-MTC, el reconocimiento de las inversiones de la fibra óptica en la infraestructura ejecutada se realizará de conformidad con los mecanismos que establezcan los entes rectores de los sectores involucrados.

Ahora bien, teniendo en cuenta que el Ministerio de Energía y Minas, ente rector del sector eléctrico, a la fecha no ha emitido una disposición respecto a la normativa requerida, que el proceso del Plan de Inversiones no tiene la finalidad de aprobar los mecanismos y/o establecer su oportunidad, en cuanto al reconocimiento de las inversiones de la fibra óptica en el marco de la Ley N° 29904, Decreto Supremo N° 034-2010-MTC y Decreto Supremo N° 014-2013-MTC, y considerando además que no es una competencia encargada a Osinerghmin.

Por lo tanto, no corresponde incluir los Elementos de fibra óptica solicitados por LDS.

El presente análisis es complementado con el Informe Legal N° 554-2024-GRT, donde concluye que, resulta infundado el reconocimiento de fibra óptica e improcedente la pretensión subordinada para definir el mecanismo y/u oportunidad para el reconocimiento de tales inversiones.

2.4.3 Conclusión

Por los argumentos señalados en la sección 2.4.2, el reconocimiento de fibra óptica debe ser declarado infundado e improcedente la pretensión subordinada para definir el mecanismo y/u oportunidad para el reconocimiento de tales inversiones.

2.5 Modificar la longitud del soterrado de la L-657

2.5.1 Sustento del Petitorio,

LDS indica que el soterramiento del tramo de la línea L-657 entre las estructuras E07 y E011, aprobado y reflejado en el Formato 305, tiene una longitud de 0,77 km; sin embargo, precisa que las líneas aéreas L-657 y L-658 estaban tendidas en un arreglo de doble terna, y para el PI 2021-2025, Osinergmin aprobó el soterramiento de la línea L-658.

Asimismo, LDS menciona que la longitud real ejecutada para el soterramiento de la línea L-658 fue de 0,84 km [adjunta el Acta de Verificación de Alta].

Por lo expuesto, LDS solicita que se considere una longitud de 0,84 km para el soterramiento de la línea L-657, dado que se implementará una infraestructura similar a la utilizada para la línea L-658.

2.5.2 Análisis de Osinergmin

Es importante señalar que, el Costo Medio Anual (CMA) de las instalaciones que conforman el Plan de Inversiones se calcula preliminarmente y se establecerá de forma definitiva con base a los Costos Estándares y porcentajes establecidos para el cálculo del costo de operación y mantenimiento (COyM), vigentes a la fecha de su puesta en servicio, conforme al numeral 24.9 de la Norma Tarifas.

De este modo, la diferencia entre los costos estándares empleados en la fijación preliminar del CMA y los costos estándares vigentes en el momento de la puesta en servicio, se evaluará en el proceso de Liquidación Anual del SST y SCT, conforme al numeral II).4 del literal f) del artículo 139 del RLCE.

Por tal motivo, se considera que la variación de longitud indicada por LDS (alrededor de 70 m) corresponderá evaluarse en el proceso de Liquidación Anual del SST y SCT.

2.5.3 Conclusión

Por los argumentos señalados en la sección 2.5.2, este petitorio debe ser declarado infundado.

2.6 Modificar la longitud del soterrado de la línea L-641/642 Huachipa – Planicie.

2.6.1 Sustento del Petitorio

LDS indica que, para la ruta aprobada por Osinergmin, se debe considerar que la Municipalidad de La Molina está ejecutando en la Av. La Molina el proyecto “Mejoramiento de la infraestructura vial para la transitabilidad de la Av. La Molina, desde la Av. Melgarejo hasta el Jr. Madre Selva en el distrito de La Molina”. Como parte de este proyecto, se prevé modificar la geometría de la vía a la altura de la Calle La Chalana, manteniendo la berma central y

eliminando la berma auxiliar, esta última en la cual Osinerghmin sugirió modificar ligeramente para el tramo subterráneo.

LDS también advierte que, el espacio de la actual berma auxiliar pasará a formar parte de las nuevas calzadas principales para vehículos, eliminando así cualquier berma auxiliar o espacio para estacionamientos. Esto resultará en una vereda peatonal proyectada adyacente a la nueva calzada.

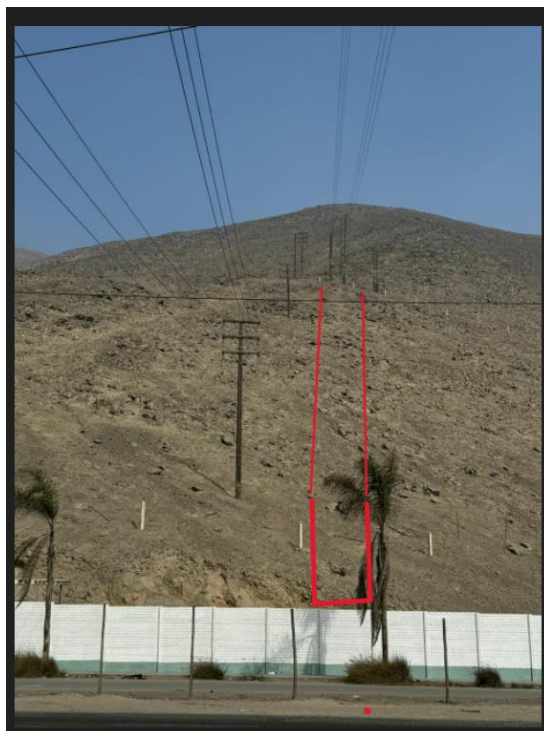
Además, LDS señala que la vereda existente en el lado del cerro tiene un ancho de 1,80 metros, y la separación entre esta vereda y la calzada actual es de apenas 1,64 metros. Por lo tanto, ambas ubicaciones no ofrecen el espacio suficiente para emplazar los postes de transición aéreo-subterránea y sus respectivas protecciones mecánicas, y no cumplirían con el Código Nacional de Electricidad, en su Regla 231.B.1, que precisa las “Distancias mínimas a obstáculos fijos”.

Por lo expuesto, LDS considera inviable la instalación de una estructura de transición aéreo-subterránea en este tramo. Por tanto, solicita que el soterramiento continúe hasta alcanzar la berma central, ubicada a la altura de la actual estructura aérea E51a, tal como lo propuso en el Anexo 06 del descargo a las Observaciones a la Prepublicación del PI 2025-2029.

2.6.2 Análisis de Osinerghmin

Al respecto, en el literal j) del numeral 6.2.3.1 del Informe N° 437-2024-GRT, se indicó que para la parte final del tramo a soterrar (después de la estructura E48), si bien se muestra una interferencia con una tubería de gas, el resto del trazo hasta la estructura E49 no muestra mayores inconvenientes.

Ahora, del sustento presentado por LDS en el presente recurso de reconsideración, se observa una interferencia después de la estructura E48 con el proyecto vial “Mejoramiento de la infraestructura vial para la transitabilidad de la Av. La Molina, desde la Av. Melgarejo hasta el Jr. Madre Selva en el distrito de La Molina, provincia de Lima – Lima”, promovido por la Municipalidad Distrital de La Molina; sin embargo, en el resto del trazo de ruta (hasta la E49) no se presentan mayores inconvenientes, como se muestra en la imagen:



En la imagen se muestra la disponibilidad del espacio en la franja de servidumbre de la LT existente hasta la estructura E-49; Del mismo modo se aprecia disponibilidad de espacio desde la estructura E-49 en adelante, para que el tramo se mantenga de forma aérea.

Por lo indicado, no se justifica el cambio de trazo de ruta hasta después de la estructura E51, como lo solicita LDS.

Ahora bien, el trazo del tramo subterráneo de las Líneas en 60 kV, usualmente se instalan a una profundidad no menor de 1.6m, por lo que cualquier interferencia, ya sea con buzones de desagüe, tuberías de gas, entre otros, se resuelven profundizando el nivel de enterramiento.

Asimismo, la variación de la longitud de la línea por la interferencia del referido proyecto vial, desplazando unos metros la estructura de transición hasta antes de la estructura E49, que ha justificado LDS, se puede evaluar en el proceso de Liquidación Anual del SST y SCT.

2.6.3 Conclusión

Por los argumentos señalados en la sección 2.6.2, este petitorio debe ser declarado infundado.

2.7 Considerar el interés intercalario correspondiente a 220 kV para nuevos Elementos aprobados

2.7.1 Sustento del Petitorio

LDS señala que, en el Formato F-302 de Valorización de Inversiones en Subestaciones, Osinergmin ha valorizado elementos de subestaciones de 220 kV utilizando el interés intercalario correspondiente a subestaciones de 60 kV.

LDS destaca que, teniendo en cuenta que 220 kV es el mayor nivel de tensión en las subestaciones Alto Pradera, Chilca, Pachacútec y San Miguel, los costos financieros de sus elementos deben valorizarse utilizando este nivel de tensión. Para fundamentar esta posición, LDS transcribe el numeral C.6.4.2 del Informe N° 184-2018-GRT, en el cual Osinerghmin aplicó el criterio del mayor nivel de tensión para los gastos financieros correspondientes a las celdas de 10 kV en la SET Balnearios.

Por lo expuesto, LDS solicita que se valoricen los nuevos Elementos de las cuatro subestaciones mencionadas considerando el interés intercalario de subestaciones de 220 kV (utilizando el código "220C1E" o "220ENI", según el tipo de tecnología de la subestación).

2.7.2 Análisis de Osinerghmin

Es importante señalar que, el CMA de las instalaciones que conforman el Plan de Inversiones se calcula preliminarmente y se establecerá de forma definitiva con base a los Costos Estándares y porcentajes establecidos para el cálculo del COyM, vigentes a la fecha de su puesta en servicio, conforme al numeral 24.9 de la Norma Tarifas.

De este modo, la diferencia entre los costos estándares empleados en la fijación preliminar del CMA y los costos estándares vigentes en el momento de la puesta en servicio, se evaluará en el proceso de Liquidación Anual del SST y SCT, conforme al numeral II).4 del literal f) del artículo 139 del RLCE.

Ahora bien, respecto al requerimiento de LDS, se considera que el porcentaje de gastos financieros a aplicar debe revisarse al momento de la valorización de los Elementos en la respectiva Liquidación Anual del SST y SCT, en tanto se sustenta en un criterio propio de la valorización, y tomando en cuenta la BDME que se encuentre vigente al momento de efectuar tal valorización.

2.7.3 Conclusión

Por los argumentos señalados en la sección 2.7.2, este petitorio debe ser declarado infundado.

2.8 Modificar la valorización de las obras comunes variables en 60 kV de la SET Huaycán.

2.8.1 Sustento del Petitorio

LDS refiere a la página 76 del informe técnico N° 437-2024-GRT, donde se afirma que los costos comunes variables en 60 kV deben valorizarse considerando la disposición final del proyecto. Además, sostiene que de acuerdo con el numeral 4.5.3.1 del Informe N° 503-2018-GRT, relacionado a las obras comunes y variables, se debe multiplicar la cantidad de celdas (exceptuando las de medida) por el valor unitario correspondiente al nivel de tensión y la región respectiva.

En base a lo anterior, LDS indica que el costo del módulo debe multiplicarse por la cantidad de 7 (04 celdas de línea, 02 de transformador y 01 de acoplamiento, solicitada en el punto 10 del presente numeral).

LDS agrega que, al revisar los archivos de la publicación del PI 2025-2029, se observa que en el Formato F-302 de la Valorización de Inversiones en Subestaciones, el módulo de obras comunes variables ha sido multiplicado

por la cantidad de 3, valor que no refleja la disposición final de la subestación. Además, en el Informe Técnico N° 437-2024-GRT, Osinergmin considera solo 06 celdas 60 kV (04 celdas de línea y 02 celdas de transformador).

Por lo expuesto, LDS solicita que se modifique el factor utilizado en el F-302 de la publicación, aumentándolo de 3 a 7.

2.8.2 Análisis de Osinergmin

Al respecto, debe tenerse en cuenta que, en el numeral 6.2.2 del Informe N° 262-2022-GRT que forma parte integrante de la Resolución N° 080-2022-OS/CD, la cual aprobó la nueva Base de Datos de los Módulos Estándares para Sistemas de Transmisión, respecto de la utilización de los Módulos de Obras Comunes, se señala lo siguiente:

“A continuación, se detallan los criterios generales de valorización que serán utilizados en los módulos de obras comunes:

(...)

- Los tipos de celda que se tomarán en cuenta para las valorizaciones son: celdas de línea, celdas de transformador – reactor – compensación, celda línea-transformador y celda reactor de línea (500 kV); no se tendrá en cuenta las celdas de acoplamiento, acoplamiento longitudinal, alimentación ni medición. (...).”*

Entonces, si bien se considera válido remunerar los costos de obras comunes para la cantidad de celdas según la disposición final (proyectada) de la subestación, conforme se ha indicado en la etapa de Publicación y tal como lo señala LDS; no se tendrá en cuenta las celdas de acoplamiento, acoplamiento longitudinal, alimentación ni medición, como lo indica el numeral 6.2.2 del Informe N° 262-2022-GRT.

En ese sentido, en la valorización de los costos comunes de la SET Huaycán, se considerarán las 4 celdas de línea y las 2 celdas de transformador en el nivel de 60 kV.

2.8.3 Conclusión

Por los argumentos señalados en la sección 2.8.2, este petitorio debe ser declarado fundado en parte, debido a que en la valorización de los costos comunes de la SET Huaycán, se considerarán 6 celdas en el nivel de 60 kV, y no las 7 solicitadas por LDS.

2.9 Modificar la valorización de las obras comunes variables en 60 kV de la SET Vitarte

2.9.1 Sustento del Petitorio

Con el mismo sustento expuesto en el punto anterior, LDS indica que el costo del módulo debe multiplicarse por la cantidad de 8 (05 celdas de línea, 02 de transformador y 01 de acoplamiento). Por lo tanto, solicita modificar el factor empleado en el F-302 de la publicación, aumentándolo de 4 a 8.

2.9.2 Análisis de Osinergmin

Sobre el particular, como se ha indicado en el análisis del numeral 2.8.2 del presente informe, si bien se considera válido remunerar los costos de obras comunes para la cantidad de celdas según la disposición final (proyectada) de una subestación, conforme lo establecido en la PUBLICACIÓN y lo señala LDS; no se tendrá en cuenta las celdas de acoplamiento, acoplamiento longitudinal, alimentación ni medición, como se consigna el numeral 6.2.2 del Informe N° 262-2022-GRT.

En ese sentido, en la valorización de los costos comunes de la SET Vitarte, se considerarán 4 celdas de línea y las 2 celdas de transformador en el nivel de 60 kV.

Cabe señalar que, LDS no ha sustentado las razones por las cuales necesitará 5 espacios para celdas de línea, por lo que se considera suficiente las 2 celdas de línea a implementarse en el proyecto y 2 celdas de reserva. Debe tenerse en cuenta las alternativas para dar redundancia N-1 a la SET Vitarte cuando esta lo requiera, las cuales se indican en el literal b) del numeral 6.2.3.1 del Informe N° 437-2024-GRT.

2.9.3 Conclusión

Por los argumentos señalados en la sección 2.9.2, este petitorio debe ser declarado fundado en parte, debido a que en la valorización de los costos comunes de la SET Vitarte, se considerarán 6 celdas en el nivel de 60 kV, y no las 8 solicitadas por LDS.

2.10 Incluir celda de acoplamiento longitudinal en 60 kV para la nueva SET Huaycán

2.10.1 Sustento del Petitorio

LDS señala que las bahías GIS tienen menos probabilidades de fallar y requieren menos mantenimiento. Sin embargo, durante ampliaciones y reparaciones, como las previstas a mediano plazo para la SET Huaycán, la configuración de barra simple requiere elementos adicionales como la celda de acoplamiento longitudinal. Esta celda permite aislar secciones de la barra sin interrumpir la operación de las otras bahías en el sistema.

LDS, en el Anexo N° 5 enviado durante esta etapa del proceso regulatorio, concluyó lo siguiente:

- La configuración inicial de barra simple a 60 kV con acoplamiento longitudinal en la SET Huaycán permitirá la ampliación de nuevas bahías GIS sin afectar la continuidad del servicio del sistema de barras existente, cumpliendo con el Anexo F de la norma IEC 62271-203.
- En contraste, la configuración de barra simple a 60 kV sin acoplamiento longitudinal en la SET Huaycán podría interrumpir el servicio de todas las bahías en dos ocasiones prolongadas durante las ampliaciones.

Por lo expuesto, LDS solicita que se incluya la celda de acoplamiento longitudinal como parte de las instalaciones aprobadas para la nueva SET Huaycán.

2.10.2 Análisis de Osinergmin

LDS indica la necesidad de un acoplamiento longitudinal para la configuración de simple barra en la etapa inicial de la SET Huaycán para permitir la ampliación de nuevas bahías GIS sin afectar la continuidad del servicio del sistema de barras existente; sin embargo, en la publicación se planteó efectuar un diseño de simple barra donde se deje un compartimiento final para efectuar la ampliación, tal como se presenta en la siguiente imagen:

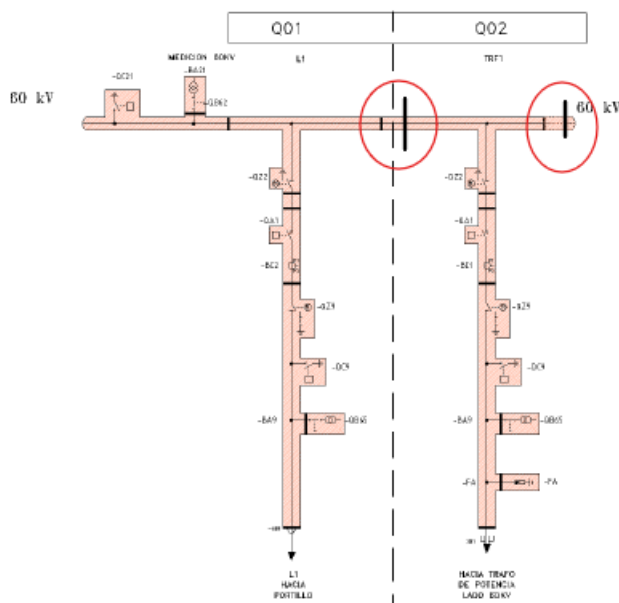


Figura N° 1: Diagrama de gases inicial SET Huaycán

Las celdas en 60 kV tipo GIS tienen la posibilidad de ser adquiridas compartimentadas en la barra (como se muestra en la imagen anterior).

Esto permitirá que, ante la eventualidad de falla de la sección de la barra que involucra la celda en 60 kV a implementar, no haya la necesidad de despresurizar toda la barra y por tanto sacar de servicio la SET completa. Es decir, la celda a implementar no requiere de un módulo de seccionamiento de barras para aislar la nueva celda y retirarla ante una eventual falla, pues, como se ha indicado, la celda puede adquirirse con la indicación del compartimiento con presurización aislada con el fin de retirarla sin afectar la celda existente.

Estos compartimentos presurizados deben ser solicitados también para el lado exterior, es decir, para que permita la ampliación; en el caso mostrado, con el compartimento por el lado derecho, con lo cual no habrá necesidad de despresurizar la barra, es decir, la ampliación no implica sacar de servicio la barra simple.

Por otro lado, el efecto de corte de servicio de la nueva celda (simple barra) a las instalaciones existentes, tendrán el mismo efecto, se implemente o no la celda de acoplamiento; la afectación dependerá de la tecnología GIS existente.

Por lo indicado, no corresponde atender lo solicitado por LDS.

2.10.3 Conclusión

Por los argumentos señalados en la sección 2.10.2, este petitorio debe ser declarado infundado.

2.11 Considerar un nuevo enlace en 60 kV San Juan – Villa María

2.11.1 Sustento del Petitorio

LDS indica que, Osinerghmin no ha previsto la solución al incumplimiento del criterio N-1 en las líneas 60 kV San Juan – Villa María (L643/644), para lo cual propone 02 alternativas:

- Alternativa 01: Implementar un nuevo enlace en 60 kV San Juan – Villa María de 800 mm², simple terna, y conformar un único enlace entre las líneas existentes L-643/L-644, esto último para evitar la necesidad de instalar una celda adicional de línea de 60 kV en ambas subestaciones.
- Alternativa 02: Implementar un nuevo Transformador 220/22,9 kV, incluyendo las respectivas celdas en la SET Progreso para trasladar hacia ésta, carga de la SET Villa María.

Al respecto, LDS expone los siguientes argumentos:

(1) LDS responde a las observaciones de Osinerghmin y plantea objeciones respecto a la aplicación del criterio de demanda máxima coincidente por sistema eléctrico en el contexto específico de las líneas L-643/644, dada la configuración radial de Villa María. Considera que dicho criterio se emplea por razones de simplificación, dado que el programa DigSilent realiza cálculos basados en un único estado operativo del sistema eléctrico, suponiendo que este es predominantemente mallado, lo cual no es aplicable a la SET Villa María. En consecuencia, LDS sostiene que es válido analizar la capacidad de las líneas L-643/644 bajo una alimentación radial, tanto en operación normal como en contingencias.

(2) LDS argumenta que la demanda de la SET Villa María es trazable y no introduce incertidumbre, ya que está documentada en los formatos correspondientes. Esto contradice la afirmación de Osinerghmin de que la demanda de línea coincidente con el sistema eléctrico es trazable y predomina en hora punta, un caso que, según LDS, no aplica a la línea San Juan – Villa María. Además, LDS señala que solo es necesario considerar la demanda de la línea en su hora de máxima demanda, refutando la premisa general de Osinerghmin respecto a un subdimensionamiento de las líneas L-643/644 al no coincidir con la demanda coincidente del sistema.

(3) Según lo indicado por Osinerghmin, la aceptación del plan implicaría la consideración de dos supuestos probabilísticos para el caso N-1: un evento de falla temporal y el momento de máxima demanda en SET Villa María. En este sentido, LDS sostiene que es plausible que estos eventos ocurran, y, por lo tanto, la infraestructura debe estar dimensionada adecuadamente para hacer frente a estas contingencias.

(4) Con respecto a las observaciones de Osinerghmin sobre la necesidad de que LDS respalde con un análisis económico el nivel de confiabilidad proporcionado a las líneas mencionadas, LDS hace referencia al numeral 12.3.1 de la Norma Tarifas. Este numeral establece claramente que se considerará redundancia bajo el criterio N-1 para la transmisión que sirva a una demanda superior a 30 MW, sin ninguna restricción ni

condicionamiento. En contraposición, LDS sostiene que la norma establece la obligación de justificar por qué no sería necesaria esta evaluación, la cual Osinerghmin no habría presentado.

(5) LDS señala que el único traslado de carga necesario para descargar a la SET Villa María y asegurar la confiabilidad bajo el criterio N-1 de las líneas de 60 kV L-643/644 es el propuesto hacia la SET Progreso, con una capacidad de 7,6 MVA, de los cuales 6,5 MVA corresponden a 22,9 kV. Esta descarga adicional estaría condicionada a la instalación de equipamiento (transformador y celdas de 220 y 22,9 kV) en la SET Progreso. Además, LDS enfatiza que el alimentador de 22,9 kV no solo abastece al cliente libre ("Mall del Sur"), sino también al cliente MT regulado ("UTP"), ambos ubicados dentro del radio de la SET Progreso. Por lo tanto, LDS sostiene la premisa de que "cualquier carga debe ser alimentada desde el punto de suministro más cercano". Además, subraya que este alimentador continuará expandiéndose para satisfacer la creciente demanda de la zona, refutando así la idea de que su función está exclusivamente destinada a un único cliente libre.

Por lo antes expuesto, LDS solicita definir una alternativa de solución a la condición de incumplimiento del criterio N-1 identificado en el caso concreto de las líneas de 60 kV San Juan – Villa María (L643/644).

2.11.2 Análisis de Osinerghmin

Para el diagnóstico del sistema eléctrico del Área de Demanda 7, Osinerghmin está cumpliendo estrictamente con lo señalado en el numeral 11.5 de la Norma Tarifas, donde se indica expresamente que para el dimensionamiento de las líneas de transmisión se emplearán los máximos valores de potencia resultantes del análisis de flujo de potencia considerando la **demanda coincidente por sistema eléctrico**. En dicho escenario, no se observan sobrecargas superiores al 20% por contingencias de alguna de las líneas existentes L-643/L-644 durante el periodo tarifario 2025 – 2029, lo cual no ha sido refutado por LDS. Por lo tanto, se cumple el artículo 12.3.1 de la Norma Tarifas (aplicación del criterio N-1). La decisión de no incluir esta inversión solicitada por LDS se fundamenta en esta premisa.

Sin perjuicio de lo indicado, si LDS considera que la alimentación de la SET Villa María debe tener una confiabilidad mayor a la requerida en la referida base normativa, debió sustentarlo con un análisis económico lo cual no ha ocurrido.

Por otra parte, se reitera también que de aceptar el escenario de analizar el N-1 con la máxima demanda de la SET Villa María, bajo la premisa de LDS, se tendría que modelar la alimentación de todas las SET's con la máxima demanda de cada una (en los casos de alimentación radial), que, si bien ahora LDS solicita para el caso de SET Villa María, posteriormente se deberá extender a las demás subestaciones del Área de Demanda 7 y de todo el SEIN, donde se dificulta tener una demanda trazable, considerando además que el planteamiento de LDS ocurre en dos supuestos probabilísticos como se ha explicado en la publicación (con Resolución 112). Por ello, Osinerghmin se ha referido a que se debe considerar una demanda trazable para todos los casos que ameriten una evaluación en contingencia, y no para cada caso ad-hoc como plantea LDS al considerar la máxima de demanda de cada SET.

Adicionalmente, LDS sostiene que no es posible trasladar cargas a las SET's aledañas, situación que, como se ha indicado en anteriores etapas del proceso, no ha sido descartada fehacientemente por la concesionaria. La afirmación de que no es posible el traslado de carga debido a que implica la implementación de redes en distribución que no serán reconocidas bajo el modelo de empresa eficiente, no es coherente, debido a que bajo esa premisa no toma sentido implementar la nueva barra en 22,9 kV en la SET Progreso que plantea LDS como alternativa, pues no resultará posible trasladar carga hacia ella.

Además, como se muestra en la siguiente imagen, los clientes en 22,9 kV están en el radio de influencia de la SET Progreso, ambos a menos de 400 m, es decir, con inversiones menores, las demandas pueden ser trasladadas a dicha subestación y ser atendidas sin problema en el nivel de tensión de 10 kV:



Por lo indicado, se considera que existe una distribución inadecuada de la demanda entre las SET's, situación que puede corregirse en los niveles de distribución. Debe tenerse en cuenta que, se considera que no es eficiente hacer una inversión en transmisión cuando en distribución las inversiones son mucho menores.

Por otro lado, se observa que en la alternativa de la barra en 22,9 kV en la SET Progreso, LDS plantea trasladar carga de clientes libres en 22,9 kV, donde se observa que el principal cliente es "Trastiendas 2" con una máxima demanda de 5,93 MW (según F-100). En ese sentido, los clientes pueden asumir su propia confiabilidad en distribución.

Por lo indicado, no corresponde atender lo solicitado por LDS.

2.11.3 Conclusión

Por los argumentos señalados en la sección 2.11.2, este petitorio debe ser declarado infundado.

2.12 Incluir un transformador de reserva en la SET Cantera

2.12.1 Sustento del Petitorio

LDS resalta que, en su Propuesta Final (presentada con Carta GT-098-2023 de 20 de noviembre de 2023) justificó la solicitud mediante un estudio económico basado en un modelo similar al utilizado en evaluaciones anteriores del Plan de Inversiones. En esta ocasión, no empleó el modelo especificado en la Norma de Reserva de Transformación, diseñado para transformadores de hasta 100 kV, lo cual no aplica al caso de SET Cantera.

LDS agrega que, dado que Osinerghmin utilizó el modelo establecido en la Norma Reserva de Transformación para analizar la Propuesta Final de LDS sobre el transformador de reserva en cuestión (y por consiguiente en la prepublicación), LDS indico que correspondía replicar dicho análisis utilizando el mismo modelo durante la etapa de comentarios y observaciones a la prepublicación.

LDS atendiendo los comentarios y observaciones formulados por Osinerghmin, presenta un nuevo sustento para la aprobación del transformador de reserva, considerando lo siguiente:

- Utiliza el modelo presentado en anteriores Planes de Inversión, actualizando los datos y parámetros de cálculo.
- Utiliza el modelo de confiabilidad de la Norma Reserva de Transformación para verificar si amerita la reserva solicitada.

Los resultados fueron presentados en el Anexo N° 2 presentado por LDS.

Además, LDS presenta los tiempos estimados para mantenimientos, instalación y reparación de fallas, así como el parámetro del “tiempo de reposición” del transformador sin reserva, los cuales presenta en el Anexo N° 1. Estos tiempos se fundamentan en fuentes internacionales como CIGRE.

Finalmente, LDS cuestiona el cálculo realizado por Osinerghmin respecto a la necesidad de un transformador de reserva en la SET Cantera. Según LDS, Osinerghmin argumenta que este transformador no es necesario debido a que han considerado la futura SET Quilmaná, prevista para el año 2032, lo cual está fuera del periodo de vigencia del PI 2025-2029, por tanto, sin esta subestación se justifica económicamente la necesidad del transformador de reserva.

Por lo antes expuesto, LDS solicita que se incluya un transformador de reserva de 220/60 kV y 25 MVA para la SET Cantera.

2.12.2 Análisis de Osinerghmin

Al respecto, LDS sustenta su pedido en base a un estudio económico de confiabilidad. Al respecto, luego de la revisión de dicho estudio se advirtió observaciones referidas a la Potencia No Servida (PNS), a los parámetros de confiabilidad como tasas de fallas y al tiempo de reposición sin reserva.

Respecto a no considerar en el cálculo de la PNS la incorporación de la SET Quilmaná, se reitera que el numeral 5.4 de la Norma Reserva de Transformación establece que el cálculo de la PNS deberá efectuarse utilizando la red que se determina a partir de la planificación que se realiza dentro del proceso del Plan de Inversiones y para un horizonte de 10 años. En ese sentido, para determinar la PNS se considera la red eléctrica

modelada del PI 2025-2029 lo cual proviene del Sistema Eléctrico a Remunerar del periodo 2025-2034, que incluye a la SET Quilmaná prevista para el 2032. Cabe mencionar que el análisis de observaciones y sugerencias desarrollado en el Informe N° 437-2024-GRT se establece las razones explicadas en el presente párrafo y que LDS no ha rebatido con nuevos argumentos en esta etapa del proceso.

Asimismo, LDS indica que, Osinergmin para todos los casos referidos a la determinación de transformadores de reserva ha considerado todos los proyectos que implican movimientos en el parque de transformadores sólo hasta el año 2029. Al respecto, se indica que, para el cálculo de la PNS en todos los parques de transformadores de todas las Áreas de Demanda en las que los titulares solicitaron transformadores de reserva se ha considerado la red eléctrica modelada hasta el año 2034, lo cual incluye los proyectos previstos fuera del plan vinculante 2025-2029.

Es pertinente precisar que, la evaluación económica de confiabilidad es diferente a la evaluación de optimización de transformadores de reserva compartida, debido a que la primera tiene un periodo de evaluación de 30 años para determinar la viabilidad de requerir un tipo de transformador de reserva, y la segunda tiene un período de evaluación de 4 años (período vinculante del Plan de Inversiones) en el cual se considera los transformadores existentes y los movimientos de transformadores que se aprueban hasta el 2029 (año final del Plan de Inversiones). En ese sentido, la PNS utilizada en la evaluación económica de confiabilidad se calculó considerando la SET Quilmaná prevista para el 2032.

De otro lado, respecto a los parámetros de confiabilidad como las tasas de fallas, los tiempos de reparación, tiempos de mantenimiento, etc., conforme se ha señalado en el Informe N° 437-2024-GRT serán considerados según fuentes internacionales, esto en concordancia a los criterios generales establecidos en la elaboración de la Norma Reserva de Transformación. Por lo que, no corresponde considerar los parámetros indicados por LDS.

LDS presenta tiempos de mantenimiento, de instalación y reparación de fallas, de reposición, etc.; sin el sustento que permita validar los mismos; para las distintas actividades, no adjuntó, por ejemplo: las actividades involucradas en cada procedimiento, el uso de recursos, análisis de tiempos y movimientos, etc., como tampoco presentó estudios específicos de tiempo basados en sus procedimientos. Por lo indicado, los tiempos alcanzados por Luz del Sur no están sustentados, ni permiten realizar el análisis para ser considerados en la evaluación.

Sin perjuicio de lo antes indicado, referido al tiempo de reparación de falla grave, LDS adjunta un cronograma de actividades del cual se advierte que el tiempo de reparación de falla grave es de 359 días (cronograma igual al presentado en la etapa de Observaciones y Sugerencias). Asimismo, indica que para elaborar dicho cronograma de actividades tomó como referencias casos reales de reparación de transformadores de 60 kV de 50 MVA de LDS. Sin embargo, LDS no adjuntó información que permita validar y evaluar procedimientos eficientes para realizar las actividades mencionadas.

Además, respecto al tiempo de reposición sin reserva considerado en su estudio económico, LDS señala que, los valores considerados por

Osinergmin para el tiempo de reparación de falla grave de 876 – 2190 horas, difiere considerablemente de la encuesta realizada por el Grupo de Trabajo CIGRE, el cual, según LDS es de 7,88 meses (5674 horas). Al respecto, se debe señalar que, el valor de tiempo de reposición de 7,88 meses es resultado de una encuesta realizada en base a reportes de fallas de bancos de transformadores trifásicos en 735 kV y 765 kV. Además, en el mismo estudio se indica que, el tiempo de reparación para bancos de transformadores trifásicos en 735 kV y 765 kV no ha sido incluido en el estudio principal debido a que en la encuesta realizada se tuvo una muestra limitada de transformadores. Por tanto, se considera que no son tiempos que deban asociarse a los transformadores trifásicos de 220 kV de la SET Cantera tanto por el nivel de tensión como por el tipo de transformador.

Asimismo, en la misma referencia que utiliza LDS, se indica que el tiempo de reparación para transformadores de 100-300 kV con TAP es de 46 – 76 días y sin TAP es de 29 – 63 días, con lo cual se advierte que los valores consignados en el modelo de reserva 36,5 – 91,25 días, sí se encuentra en el orden de dicho estudio y no como señala LDS en el orden de 236,4 días.

En ese sentido, teniendo en cuenta que la demanda no ha cambiado, que la PNS se calcula con el SER al 2034 y que los parámetros de confiabilidad definidos son los consignados en el modelo de transformadores de reserva, se considera que no se encuentra justificado el transformador de reserva para la SET Cantera.

2.12.3 Conclusión

Por los argumentos señalados en la sección 2.12.2, este petitorio debe ser declarado infundado.

2.13 Ampliar la capacidad de transformación MAT/AT en la SET Industriales

2.13.1 Sustento del Petitorio

LDS, en respuesta a los comentarios y observaciones formulados por Osinergmin, argumenta que basó su solicitud para un segundo Banco de Transformadores en la SET Industriales justificado en el numeral 12.3.3 de la Norma Tarifas, que permite considerar redundancias por razones de calidad y confiabilidad, siempre que estén debidamente justificadas, presentando el archivo “Confiabilidad Industriales.xlsx”. El análisis concluye que implementar este segundo banco es más eficiente para el sistema eléctrico.

En cuanto al uso de las líneas existentes, LDS ha verificado la propuesta de Osinergmin; sin embargo, los tiempos de ejecución de las reconfiguraciones son significativos (41 horas según el Anexo N° 6 presentado por LDS), similares al tiempo necesario para reemplazar un polo averiado (42 horas). Este lapso implicaría que las cargas de las SET's Puente e Ingenieros y la carga de la Línea 2 del Metro de Lima en las SET's Ingenieros e Industriales quedarían desatendidas, además de presentar problemas inevitables de coordinación de protección. Asimismo, utilizar las líneas existentes desconectadas en lugar del polo de reserva también presentaría un

inconveniente adicional: tras reparar la avería, sería necesario interrumpir el suministro eléctrico para reconectar las líneas y restaurar la configuración original del sistema eléctrico.

Debido a lo expuesto, LDS realizó una evaluación técnico económico de confiabilidad considerando las siguientes alternativas:

- Un polo de reserva 80 MVA – 220/60 kV, o
- Un segundo banco de transformadores de 240 MVA – 220/60 kV.

Además, LDS señala que cada subestación en 220 kV maneja cargas significativas, pero estas varían en magnitud debido al desarrollo gradual de las instalaciones y la flexibilidad operativa proporcionada por diferentes cantidades de líneas de transmisión. En subestaciones con dos o más bancos de transformadores, un solo polo de reserva suele ser adecuado, permitiendo que, en caso de avería en uno de los polos, el banco operativo pueda asumir parte considerable de la carga del banco afectado, facilitando la reconexión de la carga restante. Sin embargo, para la SET Industriales, que cuenta con un solo banco de transformadores y ninguna línea de 60 kV para respaldo de potencia, con una demanda superior a 150 MW, esta solución no sería viable. Además, durante los mantenimientos programados anuales, donde el banco completo debe desconectarse, el polo de reserva no ofrecería ninguna utilidad.

LDS adjunta el Anexo N° 3, donde concluye que la alternativa 2 es la más económica en términos de costo total en valor presente.

Por todo lo expuesto, LDS solicita incluir en el PI 2025-2029 el proyecto del segundo Banco de Transformadores 220/60 kV y sus celdas asociadas en 220 y 60 kV. Para conformar este segundo banco de transformadores, plantea utilizar como parte de él el polo disponible en la SET.

2.13.2 Análisis de Osinergmin

En relación a la ampliación de capacidad MAT/AT en la SET Industriales, se debe precisar que LDS, conforme lo indicó en la audiencia pública, está solicitando la ampliación de capacidad de la SET Industriales, es decir dicha ampliación de capacidad debe ser evaluada por criterios de demanda; sin embargo, está solicitando dicha ampliación de capacidad sustentándose en criterios de confiabilidad. Al respecto, conforme se ha indicado en las diferentes etapas del proceso del PI 2025-2029, para brindar confiabilidad al banco de transformadores de la SET Industriales ya se cuenta con un polo de reserva. Además, se debe precisar que, la cargabilidad del banco de transformadores de la SET Industriales al 2034 es del 91%, por lo que, por demanda no requiere ampliación de capacidad.

Sin perjuicio de lo antes indicado, respecto al estudio económico de confiabilidad presentado, se advierte que no hay coherencia en los valores de Energía no Servida (ENS) determinados, toda vez que, la ENS (ejemplo del año 2029) para una falla grave es de 24,7 MW, para la falla leve de 469,6 MW y para mantenimiento 1056,7 MW. Es decir, el caso más crítico se presentaría ante un mantenimiento más no en un escenario de falla.

Asimismo, LDS indica que el tiempo de reparación con polo de reserva en caso de falla grave es de 42 horas, lo cual difiere al caso de reemplazo por mantenimiento que indica que es de 18 horas, siendo la misma actividad de reemplazo de un polo monofásico.

Al respecto, la SET Industriales cuenta con rieles y debe estar dispuesta con bases de tiro, que permitan de modo ágil enganchar y retirar los transformadores monofásicos, hasta la ubicación fuera del área de trabajo que permita llevar a cabo las actividades de reubicación del polo de reserva al polo fallado.

En relación a los enlaces en 220 y 60 kV, LDS no precisa si éstos son con conductor desnudo o cable subterráneo, ni las facilidades previstas para llevar a cabo la conexión y desconexión del polo ante posibles fallas, de manera rápida y eficiente.

Tampoco indica la disposición de los gabinetes y las facilidades para la conexión y desconexión de los cables de control en BT del polo ante posibles fallas, de manera rápida y eficiente.

Estas facilidades, se prevén en la instalación de SET's con bancos de transformadores con polos de reserva, justamente con el fin de minimizar los tiempos de corte, retiro del polo, ingreso del nuevo polo y conexión, tanto en MAT, AT, MT y BT.

En ese sentido, se considera que no se encuentra justificado el tiempo de 42 horas para remplazar un polo de reserva ubicada en la misma subestación, más aún cuando la SET Industriales cuenta con rieles para movilizar el transformador. En ese sentido, LDS debe realizar las adecuaciones necesarias en la subestación de tal manera que el ingreso del polo de reserva, en caso de falla de uno de los polos, sea lo más rápido y eficiente posible.

En ese sentido, considerando que el banco de transformadores de la SET Industriales ya cuenta con su respectivo respaldo (polo de reserva), no corresponde aprobar la ampliación de capacidad.

Finalmente, la SET Industriales está configurada como uno de los puntos de inyección 220/60 kV principales del Sistema Eléctrico, con energía desde SET Planicie 500/220kV; en ese sentido, LDS no toma en cuenta que la SET Industriales ha sido concebida para una capacidad de transformación de 480 MVA, es decir, prevista a futuro con un segundo banco de transformadores 220/60 kV, es decir debe estar preparada para disponer de toda la potencia proyectada lo más eficiente posible.

2.13.3 Conclusión

Por los argumentos señalados en la sección 2.13.2, este petitorio debe ser declarado infundado.

2.14 Modificar, aclarar y corregir errores en el PI 2025-2029

2.14.1 Sustento del Petitorio

(i) Costo de terreno de la SET Vitarte

LDS señala que, como parte de su Propuesta Final, presentó el Estudio de Valuación Comercial de Terrenos, mediante el cual sustentó los valores de los terrenos destinados a las SET's Huaycán y Vitarte.

Sin embargo, LDS aclara que en la evaluación de la SET Vitarte, Osinergmin utilizó los costos de terreno de la SET Huaycán, que son de 1 315 USD/m² para la Alternativa 1, y 2 181 USD/m² para la Alternativa 2. Dado que la

Alternativa 1 presentó el menor costo, Osinerghmin aplicó el costo del terreno de Huaycán en la valoración de la SET Vitarte.

Por lo antes expuesto, LDS solicita modificar el valor comercial de terreno para la nueva SET Vitarte a 2 181 USD/m².

(ii) Designación de celdas y la ubicación del Autotransformador reconocidos para la SET San Mateo

En la hoja "F-302.Alt1" del archivo "F-300_400_AD07.xls", parte de la publicación del PI 2025-2029, LDS identifica un error en la designación de algunas celdas de alta tensión relacionadas con el proyecto de la futura línea San Mateo LDS – San Mateo Statkraft. Específicamente, la línea operará a 50 kV y no a 60 kV como incorrectamente se indicó en el Formato F-302 publicado.

Por lo tanto, LDS solicita la corrección de la designación de los elementos y la ubicación del autotransformador según la correcta especificación de 50 kV para la línea mencionada.

(iii) Relación de transformación del nuevo transformador para la SET Bujama

LDS señala que en el Informe Técnico N° 437-2024-GRT (página 52) se menciona la imposibilidad de realizar un traslado de carga en la SET Chilca. Por lo tanto, propone adelantar la ampliación de la SET Bujama, lo cual implica reemplazar el transformador existente de 40/30/20 MVA, 60/22,9/10 kV por uno de 50 MVA, 60/22,9/10 kV. El transformador de potencia retirado se trasladará a la SET Chilca para sustituir al de 25 MVA y 60/22,9/10 kV.

En ese sentido, LDS solicita la aclaración que el nuevo transformador para la SET Bujama sea de 50 MVA y 60/22,9 kV, tal como fue solicitado y como se describe en el archivo "F-300_400_AD07.xlsx" en la hoja "F-302 Alt1"

Por lo tanto, LDS solicita que se realice la aclaración correspondiente.

(iv) Año de implementación de las renovaciones de las celdas 60 kV de las SET's Limatambo y San Isidro

LDS señala que en el Anexo A del Informe N° 437-2024-GRT, Osinerghmin, tras revisar la solicitud de renovación de celdas de las SET Limatambo y San Isidro, ha decidido aceptar parcialmente la propuesta, adelantando las renovaciones para el año 2026. Sin embargo, en el cuadro del PI 2025-2029 del Área de Demanda 7, contenido en el Anexo F del mismo informe, se ha registrado erróneamente que la implementación de estos elementos se realizará en el año 2028.

En vista de lo expuesto, LDS solicita que se corrija este registro para reflejar correctamente el año 2026 como fecha de implementación de las renovaciones de las celdas mencionadas.

(v) Estructuras de transición para la derivación hacia la nueva SET Vitarte

LDS indica que en la hoja "F-301.Alt1" del archivo "F-300_400_AD07.xls", parte de la publicación del PI 2025-2029, se observa que Osinerghmin ha considerado un (01) Elemento Estructura de Transición Doble Terna para la derivación de cada circuito hacia la nueva SET Vitarte. Sin embargo, dado que cada derivación requerirá una doble terna, LDS considera necesario incluir dos (02) Elementos Estructuras de Transición Doble Terna para completar la conexión de la SET Vitarte.

Por lo antes expuesto, LDS solicita corregir la cantidad de Estructuras de Transición necesarias para el proyecto.

(vi) Celda de acoplamiento para la nueva SET Vitarte

LDS indica que, en el Formato F-302 de la Valorización de Inversiones en subestaciones, no se ha incluido el costo de la celda de acoplamiento de 60 kV doble barra en la valoración de la SET Vitarte. Osinergmin ha aprobado una configuración de doble barra para este nivel de tensión en dicha subestación, por lo que LDS considera necesario incorporar el costo correspondiente de la celda de acoplamiento en la valorización.

Por lo antes expuesto, LDS solicita incluir la celda de acoplamiento de código "CE-060COENIDBAC" para el año 2026.

(vii) Errores identificados en el archivo para el análisis eléctrico

LDS indica haber identificado errores en el archivo para el análisis eléctrico "BD PI 25-29 SEIN-GRT - AD07.pfd":

- Se está considerando un factor de potencia igual a 1,0 para algunas cargas.
- En el transformador 2 de 220/60 kV en la SET Cantera, se están registrando valores de pérdidas en el fierro y cobre igual a cero.

Respecto al primer punto, LDS hace referencia al acápite 12.1.8.c de la Norma Tarifas, que establece un factor de potencia de 0,95 para todas las barras en MT de las SET's. No obstante, LDS ha observado que ciertas barras mencionadas en el informe están considerando un factor de potencia igual a 1,0.

En cuanto al segundo punto, LDS proporciona las especificaciones del transformador 2 de 220/60 kV en la SET Cantera, señalando que tanto las pérdidas en el cobre ("Copper Losses") como las pérdidas en el fierro ("No load Losses") se registran con valores iguales a cero.

Por lo antes expuesto, LDS solicita, para el primer punto, hacer las verificaciones y correcciones del caso. Asimismo, solicita considerar para el transformador 2 valores idénticos a los del transformador 1.

(viii) Nombres de las subestaciones donde se ubicarán los transformadores de reserva

LDS indica que en el literal o) del numeral 6.2.3 y en el Anexo C del Informe Técnico N° 437-2024-GRT se ha evaluado la necesidad de transformadores de reserva para el Área de Demanda 7. Los resultados obtenidos fueron los siguientes:

- 02 transformadores de 50 MVA 60/10 kV:
 - 01 ubicado en la SET San Juan (existente).
 - 01 a ubicarse en la SET Puente (nuevo).
- 01 transformador de 50 MVA 60/22.9 kV:
 - 01 ubicado en la SET Ingenieros (existente).
- 02 transformadores de 40 MVA 60/22.9/10 kV:
 - 01 a ubicarse en la SET Monterrico (nuevo).

- 01 ubicado en la SET Lurín (nuevo).

Sin embargo, en la hoja "F-305 Alt1" del archivo "F-300_400_AD07.xlsx", que contiene la valorización de los proyectos aprobados, LDS señala que los transformadores de reserva a ubicarse en la SET Puente y en la SET Monterrico estarán ubicados en las SET's Santa Anita e Ingenieros, respectivamente.

Con respecto a este último punto, LDS menciona que, aunque según el Informe Técnico N° 437-2024-GRT debería ubicarse en la SET Monterrico, pero esta subestación no dispone del espacio necesario en su bodega para la reserva del transformador de 40 MVA - 60/22.9/10 kV, dicha limitación fue señalada durante el desarrollo del informe "Determinación de transformadores de reserva" presentado por LDS en su Propuesta Final.

Por lo tanto, LDS solicita que el transformador antes referido se ubique en la SET Balnearios, la cual sí cuenta con el espacio requerido, por lo que solicita considerar la siguiente distribución:

- Transformador de 50 MVA 60/10 kV: SET AT/MT Puente.
- Transformador de 40 MVA 60/22.9/10 kV: SET ATMT Balnearios.
- Transformador de 40 MVA 60/22.9/10 kV: SET AT/MT Lurín.

(ix) Valorización de la línea de 60 kV Derivación L641/642 –SET Vitarte.

LDS señala que en el Formato F-301 de Valorización de Inversiones en Líneas de Transmisión, el tramo subterráneo de la Derivación L641/642 – SET Vitarte, con una longitud de 0,60 km, ha sido valorizado incorrectamente utilizando el módulo destinado a líneas con longitudes mayores a 1 km (LT-060COU0XXD0C312ES-ES2).

Por lo tanto, LDS solicita que el tramo subterráneo de la Derivación L641/642 – SET Vitarte sea valorizado con el módulo correspondiente a líneas de menos de 1 km, es decir, con el módulo LT-060COU0XXD0C312ES-ES1.

(x) Factor de costo en la valorización de tramos de Líneas

LDS indica que en el Formato F-301 correspondiente a la Valorización de Inversiones en Líneas de Transmisión, Osinergmin ha aplicado un factor de 0,83 para la valorización del tramo aéreo de 60 kV de la LT Portillo – Huaycán (LT-002) y del tramo subterráneo de 60 kV de la Derivación L641/642 – Vitarte (LT-003). Además, precisa que el Informe N°281-2008-GART establece que el "Factor Costo" se aplica para líneas de doble circuito en las que se equipa inicialmente un circuito, situación que no aplica a las dos líneas mencionadas.

Por lo tanto, LDS señala que tanto el tramo aéreo de la LT Portillo – Huaycán como el tramo subterráneo de la Derivación L641/642 - Vitarte no serán líneas de doble terna equipados inicialmente con una terna, por lo que no corresponde la aplicación del factor 0,82642738, debiendo consignarse para ambos casos el valor de 1,00.

Por lo antes expuesto, LDS solicita actualizar las valorizaciones finales respectivas.

(xi) Listado de elementos a darse de Baja

LDS indica que en el "Cuadro 6.10 Programación de Bajas - ÁREA DE DEMANDA 7" (página 64) y en el cuadro "PROGRAMACIÓN DE BAJAS -

Elementos previstos a darse de Baja en el Período 2025-2029 – Área de Demanda 7" (página 143) del Informe Técnico N° 437-2024-GRT, se han identificado Elementos que no están presentes en el Sistema Eléctrico del Área de Demanda 7 tales como:

Programación de Bajas AD07				
AD	Titular	Año	Elemento	Instalación
7	LDS	2028	Celda de Línea 60 kV	SET AT/MT San Isidro
7	LDS	2028	Celda de Acoplamiento 60 kV	SET AT/MT San Isidro
7	LDS	2028	Celda de Medición 60 kV	SET AT/MT San Isidro
7	LDS	2028	Celda de Línea 60 kV	SET AT/MT Limatambo
7	LDS	2028	Celda de Acoplamiento 60 kV	SET AT/MT Limatambo
7	LDS	2028	Celda de Acoplamiento 60 kV	SET AT/MT Limatambo
7	LDS	2028	Celda de Medición 60 kV	SET AT/MT Limatambo

Por lo antes expuesto, LDS solicita a Osinergmin disponer su retiro del cuadro Programación de Bajas en el periodo 2025 – 2029.

2.14.2 Análisis de Osinergmin

(i) Costo de terreno de la SET Vitarte

Al respecto, se verifica que el costo de terreno consignado para la valorización de la SET Vitarte en los archivos de cálculo publicados no fue el que sustentó LDS en sus propuestas.

Por lo tanto, para la SET Vitarte corresponde consignar el valor informado por LDS en los formatos F-300.

(ii) Designación de celdas y la ubicación del Autotransformador reconocidos para la SET San Mateo

Al respecto en el literal n) del numeral 6.2.3.1 del Informe N° 437-2024-GRT se describen los Elementos (niveles de tensión y ubicaciones) aprobados para el proyecto Enlace 50 kV SET San Mateo (STATKRAFT) y SET San Mateo (LDS).

Sin embargo, en el formato F-300, para las celdas asociadas a la Línea 50 kV, se consideró en la descripción el nivel de tensión de 60 kV, en tanto es el que se encuentra asociado al módulo estándar existente; sin embargo, se considera pertinente especificar el nivel de tensión real a implementarse, o sea 50 kV.

Por otro lado, el Autotransformador 50/60 kV debe implementarse en la SET San Mateo (LDS), por lo que se procederá a precisar esta ubicación en el formato F-300, no obstante, en el Informe Técnico N° 437-2024-GRT está descrita la ubicación correcta del Autotransformador.

(iii) Relación de transformación del nuevo transformador para la SET Bujama

Como consta en los formatos F-300 publicados conjuntamente con el Informe N° 437-2024-GRT, el Transformador de potencia aprobado para la SET Bujama es de dos devanados (60/22,9 kV), lo cual concuerda con el módulo óptimo que se utiliza en el Área de Demanda 7 para los transformadores de 50 MVA, de acuerdo a lo solicitado por LDS.

Sin perjuicio de ello, se verifica que existe un error en la redacción del Informe N° 437-2024-GRT (pág. 52) al indicar que el transformador solicitado por LDS es de tres devanados. En ese sentido, en la relación de proyectos del informe complementario se precisará la relación de transformación del Transformador aprobado.

(iv) Año de implementación de las renovaciones de las celdas 60 kV de las SET's Limatambo y San Isidro

Al respecto, de acuerdo al análisis de la opinión 31 de LDS, efectuada en el Anexo A del Informe N° 437-2024-GRT, el año de puesta en servicio para el proyecto de renovación de las celdas en las SET's San Isidro y Limatambo se estableció para el 2026, como consta también en el análisis del proyecto efectuado en el literal I) del numeral 6.2.3.1 del referido informe (página 56), así como en los formatos F-300.

En ese sentido, corresponde corregir el año de dicho proyecto y de sus Bajas asociadas, indicadas en el Anexo F del Informe N° 437-2024-GRT, debiendo consignarse el año 2026 para su implementación.

(v) Estructuras de transición para la derivación hacia la nueva SET Vitarte

Al respecto, para las derivaciones en 60 kV hacia la nueva SET Vitarte, si bien estas derivaciones se efectúan en estructuras de doble terna, se tiene planificado que ambas ternas formen un solo circuito, que se debía efectuar en la estructura existente. Teniendo en cuenta lo mencionado, se aprobó un módulo de doble terna que cuenta con dos estructuras para la derivación del único circuito que se conforme.

Sin embargo, reevaluada la zona donde se efectuará dicha derivación (Av. Metropolitana), se valida que para recibir la línea doble terna proveniente de la SET Huachipa se requieren dos postes; sin bien las ternas estarán puenteadas a la altura de la SET Huachipa, llegará a la estructura de transmisión las dos ternas (seis conductores), de tal modo que cada poste reciba una de las ternas (tres conductores); sin bien de esta estructura saldrá un solo cable de energía hacia el tramo subterráneo de la SET Vitarte, es necesario los dos postes con su respectivo equipamiento.

Lo mismo sucede para la llegada de la línea desde Planicie; dos ternas que serán puenteadas, sin embargo, a la estructura de transmisión llegan las dos ternas, por lo indicado es necesaria una segunda estructura de transmisión conformada por dos postes para recibir las ternas indicadas.

Por lo indicado se considera razonable aprobar dos (2) estructuras de transición de doble terna, debido a que no necesariamente es factible efectuar la conformación del único enlace en las estructuras existentes.

(vi) Celda de acoplamiento para la nueva SET Vitarte

Al respecto, tal como lo señala LDS, la SET Vitarte está proyectada para una configuración de doble barra en el nivel de 60 kV, por lo que resulta necesario incluir la celda de acoplamiento de la doble barra.

(vii) Errores identificados en el archivo para el análisis eléctrico

Respecto al archivo para el análisis eléctrico, LDS señala 02 puntos:

1. El factor de potencia considerado para ciertas barras.
2. Las características del transformador 2 de la SET Cantera.

Sobre el primer punto, la Norma Tarifas en su numeral 12.1.8.c "Se considera un factor de potencia de 0,95 en barras MT de las SET". Al

respecto, se ha validado lo descrito por el recurrente y se actualizarán los archivos del análisis eléctrico.

Respecto al segundo punto, se ha validado lo descrito por LDS y se actualizarán los parámetros del Transformador “TR2” de la SET Cantera, considerando las características del Transformador “TR1” de la misma subestación.

(viii) Nombres de las subestaciones donde se ubicarán los transformadores de reserva

En relación a la ubicación de los transformadores de reserva, se ha validado que en la hoja “F-305 Alt1” del archivo “F-300_400_AD07.xlsx” se ha ubicado erróneamente a los nuevos transformadores de reserva. Es importante destacar que, en el Informe Técnico N° 437-2024-GRT, se describe las ubicaciones correctas de estos transformadores de reserva, por tal motivo, corresponde actualizar la hoja “F-305 Alt1”.

Con relación al nuevo transformador de reserva en la SET Monterrico, se ha validado que dicha subestación no cuenta con espacio, por tal motivo, el transformador se ubicará en la SET Balnearios de acuerdo con lo solicitado por LDS.

(ix) Valorización de la línea de 60 kV Derivación L641/642 –SET Vitarte.

Es importante señalar que el CMA de las instalaciones que conforman el Plan de Inversiones se calcula preliminarmente y se establecerá de forma definitiva con base a los Costos Estándares y porcentajes establecidos para el cálculo del COyM, vigentes a la fecha de su puesta en servicio, conforme al numeral 24.9 de la Norma Tarifas.

De este modo, la diferencia entre los costos estándares empleados en la fijación preliminar del CMA y los costos estándares vigentes en el momento de la puesta en servicio, se evaluará en el proceso de Liquidación Anual del SST y SCT, conforme al numeral II).4 del literal f) del artículo 139 del RLCE.

Ahora bien, sobre lo solicitado por LDS, si bien existe una ubicación preliminar de la nueva SET Vitarte, programado para el año 2026, esta puede modificarse por la problemática que representa conseguir un terreno disponible en Lima. Por tal motivo, se considera que el módulo a aplicar para la Línea 60 kV Derivación Huachipa – Planicie hacia SET Vitarte puede variar dependiendo de la localización de la nueva SET Vitarte y por consiguiente la longitud final de la línea. En ese sentido, se mantiene el módulo consignado en la publicación (con Resolución 112) para dicha línea, sin perjuicio de que, en la respectiva Liquidación Anual del SST y SCT se efectúe la valorización con la longitud definitiva y el módulo que corresponda a dicha longitud.

(x) Factor de costo en la valorización de tramos de Líneas

Sobre el particular, el “factor de costo” menor a la unidad es aplicable a la valorización de líneas de transmisión aéreas preparadas para doble terna, equipadas en una primera etapa con un solo circuito, como lo señala el numeral 16.5 de la Norma Tarifas.

En cuanto al caso de la Línea 60 kV Portillo - Huaycán (tramo aéreo, 0,11 km) y Línea 60 kV Derivación Huachipa – Planicie hacia SET Vitarte (subterránea, 0,6 km), se verifica que corresponden a proyectos de simple terna, que no estarán preparadas para doble terna, por lo que se debe

aplicar en su valorización el “factor de costo” equivalente a la unidad (1,0) de acuerdo a lo mencionado por LDS.

(xi) Listado de elementos a darse de Baja

Al respecto, la misma empresa LDS solicitó la renovación de Elementos (nivel en 60 kV) de las SET's San Isidro y Limatambo, como se observa en el numeral 9.5.4 del Volumen 4 de su Propuesta Final:

9.5.4 RENOVACIÓN DE CELDAS DE 60 KV EN LA SETS LIMATAMBO Y SAN ISIDRO
Alcance:
Renovación de las siguientes celdas de 60 kV, de tipo convencional interior por tipo GIS:
❖ SET San Isidro
➤ 03 celdas de línea (L-633/635/6247)
➤ 03 celdas de transformador (TR 1/2/3)
➤ 01 celda de acoplamiento transversal
➤ 01 celda de medición

❖ SET Limatambo
➤ 03 celdas de línea (L-629/630/633)
➤ 03 celdas de transformador (TR 1/2/3)
➤ 03 celdas de acoplamiento (01 transversal y 02 longitudinales)
➤ 01 celda de medición

Fuente: Volumen 4 de Propuesta Final de LDS

Se puede observar que LDS solicitó la renovación de los Elementos de las SET's San Isidro y Limatambo que ahora menciona en su recurso que no existen (Celdas de Línea, Celdas de Acoplamiento y Celdas de Medición). Cabe agregar que, LDS no presentó opinión y/o sugerencia en la etapa correspondiente sobre este aspecto a la prepublicación (con Resolución N° 017-2024-OS/CD), con excepción del caso de las celdas de línea de su opinión 31 (cuyo análisis se efectuó en el Anexo A del Informe N° 437-2024-GRT).

Sin embargo, mediante correos s/n del 12 de julio de 2024, LDS remitió los diagramas unifilares y planos con vista de planta de las SET's San Isidro y Limatambo, donde se puede verificar lo siguiente:

- Se observa la existencia de transformadores de tensión solamente en las celdas de línea existentes, sin que exista un transformador de tensión independiente que pueda considerarse como celda de medición. Por lo tanto, las celdas de medición deben retirarse de la relación de Bajas programadas.
- Se observa la existencia de seccionadores de acoplamiento, que no son Elementos completos para considerarlos como celdas de acoplamiento. Por lo tanto, las celdas de acoplamiento deben retirarse de la relación de Bajas programadas.
- Las celdas de línea ya se han dado de Baja. Al respecto, en el Informe

N° 437-2024-GRT (página 56) se precisó que las Bajas de estas celdas de línea se mantenían en el periodo 2021-2025 (en la etapa previa - PREPUBLICACIÓN - se habían retirado estas Bajas para incluirlas en el periodo 2025-2029), por lo que no debieron incluirse estas Bajas en el cuadro de programación de Bajas del periodo 2025-2029.

2.14.3 Conclusión

Por los argumentos señalados en la sección 2.5.2, este petitorio debe ser declarado fundado en parte, aceptando lo correspondiente a lo solicitado en los literales (i), (ii), (iii), (iv), (v), (vi), (vii), (viii), (x) y (xi), e infundado lo correspondiente a lo solicitado en el literal (ix).

3. Conclusiones y recomendaciones

Con base en el análisis desarrollado en el presente informe, se recomienda lo siguiente:

- Declarar fundado los extremos 1, 2 y 3, por las razones señaladas en los numerales 2.1.2, 2.2.2 y 2.3.2 del presente informe.
- Declarar fundado en parte los extremos 8, 9 y 14, por las razones señaladas en los numerales 2.8.2, 2.9.2 y 2.14.2 del presente informe;
- Declarar infundado los extremos 4, 5, 6, 7, 10, 11, 12 y 13, por las razones señaladas en los numerales 2.4.2, 2.5.2, 2.6.2, 2.7.2, 2.10.2, 2.11.2, 2.12.2 y 2.13.2 del presente informe.
- Declarar improcedente la pretensión subordinada del extremo 4, por las razones señaladas en el numeral 2.4.2 del presente informe.

El PI 2025-2029, incorporando las modificaciones correspondientes a lo resuelto como producto del análisis de los recursos de reconsideración, será consignado en el informe que sustenta la resolución complementaria, la cual dispondrá la aprobación de las modificaciones a la Resolución 112 como consecuencia de los extremos que sean declarados fundados o fundados en parte en los recursos de reconsideración interpuestos.



Firmado Digitalmente por:
BUENALAYA CANGALAYA
Severo FAU 20376082114
hard
Oficina: GRT
Cargo: Gerente de
Generación y Transmisión
Eléctrica

/mfc