
Revisión y Aprobación del Plan de Inversiones en Transmisión para el Área de Demanda 7

Periodo 2025-2029

(Publicación)

Lima, junio 2024

Resumen Ejecutivo

En el presente informe se describen los aspectos y criterios utilizados en la revisión de los Estudios Técnico - Económicos presentados por las empresas de transmisión, y que sirven de sustento para la aprobación del Plan de Inversiones del Área de Demanda 7¹ para el período mayo 2025 - abril 2029.

El Área de Demanda 7 comprende instalaciones de las empresas Luz del Sur S.A.A. (en adelante, LDS), Red de Energía del Perú S.A. (en adelante, REP) y Conelsur LT S.A.C. (en adelante, CONELSUR) (en adelante "TITULARES"), y que forman parte del Sistema Secundario de Transmisión (en adelante "SST") y Sistema Complementario de Transmisión (en adelante "SCT") remunerados por la demanda. Cabe señalar que solamente LDS presentó su Estudio Técnico Económico (Propuesta) de Plan de Inversiones para el Área de Demanda 7, correspondiente al periodo 2025 - 2029.

Como parte del proceso de aprobación del Plan de Inversiones 2025-2029, se han llevado a cabo las etapas de presentación de Propuestas; audiencia pública para que los agentes expongan sus Propuestas; observaciones de Osinerghmin a los estudios que sustentan las Propuestas; respuesta a las observaciones; la publicación, por parte de Osinerghmin, del proyecto de resolución que aprueba el Plan de Inversiones 2025-2029 (en adelante "PREPUBLICACIÓN"); la audiencia pública en la que Osinerghmin expuso los criterios, metodología y procedimiento utilizados para la PREPUBLICACIÓN; y la presentación de opiniones y sugerencias a la misma. De acuerdo con el cronograma, corresponde la etapa de publicación de la Resolución que aprueba el Plan de Inversiones 2025-2029.

Cabe señalar que, para la elaboración del presente informe se han considerado las Propuestas presentadas por LDS, las respuestas e información complementaria que presentó para absolver las observaciones formuladas por Osinerghmin a la Propuesta Inicial, y las opiniones y sugerencias a la PREPUBLICACIÓN y cuyo análisis se desarrolla en el Anexo A del presente informe.

En ese sentido, para los casos donde no se han subsanado adecuadamente las observaciones realizadas por Osinerghmin al estudio que sustenta la propuesta presentada por LDS, o la información presentada como parte de dicha subsanación de observaciones o como parte de las opiniones y sugerencias a la PREPUBLICACIÓN no es consistente o no ha sido debidamente sustentada, Osinerghmin procedió a revisar considerando lo establecido en el marco regulatorio vigente, para la aprobación o no de estos casos.

¹ Área de Demanda 7 circunscrito al departamento de Lima. Las Áreas de Demanda fueron establecidas mediante la Resolución N° 081-2021-OS/CD.

De acuerdo con la revisión y análisis realizado por Osinergmin, de manera general, se han efectuado los siguientes cambios con relación a la propuesta presentada por la empresa LDS:

- Se han incluido como nuevas demandas aquellas que únicamente cuenten con el sustento documentado.
- Para atender las sobrecargas en los transformadores se analizó la aplicación de medidas alternativas a la construcción de nuevas instalaciones, tales como: rotación de transformadores, traslado de cargas entre subestaciones, traslado de cargas entre circuitos de transmisión, entre otros.
- Para las Líneas de Transmisión planteadas, se analizó la posibilidad de implementar tramos aéreos y subterráneos, así como la ruta más eficiente de acuerdo a la información recabada.
- Para el dimensionamiento de las líneas de transmisión se emplearon los máximos valores de potencia, resultantes del análisis de flujo de potencia considerando la demanda en barras de cada SET a la hora de la máxima demanda coincidente por sistema eléctrico. Entre otros casos, las Líneas de Transmisión planteadas por criterio de confiabilidad N-1, fueron analizadas considerando dicho criterio.
- En el caso de los sistemas eléctricos calificados por la División de Supervisión de Electricidad de Osinergmin (DSE) como sistemas de transmisión críticos, se ha incluido propuestas de solución para implementarse en el horizonte del plan vinculante.
- Se ha determinado el modelo de reserva de transformación en función de la información presentada en los formatos y cálculos justificativos obtenidos.

Como consecuencia de la aplicación de estos cambios, se aprueba la implementación de los siguientes proyectos:

- Implementación de la Nueva SET Huaycán (inicialmente de 25 MVA – 60/10 kV), con sistema de simple terna de 7,62 km, 7,51 km subterráneos de 1200 mm² y 0,11 km aéreo de 500mm². Este proyecto es requerido por crecimiento de demanda.
- Implementación de la Nueva SET Vitarte (inicialmente de 40 MVA – 60/23/10 kV), con sistema de doble barra en 60 kV, derivación de Líneas de Transmisión 60 kV Huachipa – Planicie (L-641/642, las cuales conformarán un único circuito), doble terna, de 0,6 km, subterránea de 1200 mm². Este proyecto es requerido por crecimiento de demanda.
- Implementación de un nuevo Transformador de Potencia de 40 MVA – 60/23/10 kV, para la SET Monterrico, el cual reemplazará el Transformador de Potencia TR 2 de 25 MVA, 60/10 kV. Asimismo, se aprueba la implementación de las Celdas 22,9 kV con tecnología encapsulada GIS. Este proyecto permitirá atender el crecimiento de demanda en la zona de La Molina, así como renovar equipos.
- Implementación de un nuevo Transformador de Potencia de 50 MVA – 60/23 kV y celdas asociadas, para la SET Alto Pradera, en paralelo al Transformador de Potencia existente. Este proyecto permitirá atender el crecimiento de demanda en la zona.
- Implementación de un nuevo Transformador de Potencia de 50 MVA – 60/23 kV, para la SET Bujama, el cual reemplazará el Transformador de Potencia existente (TR1) de 40/30/20 MVA – 60/23/10 kV, el cual será trasladado a la SET Chilca en reemplazo del Transformador de Potencia existente (TR2) de 25 MVA – 60/23/10 kV. Este proyecto permitirá atender el crecimiento de demanda en la zona de Chilca.
- Implementación de la barra en 22,9 kV en la SET Ñaña para trasladar demanda a dicha SET en ese nivel de tensión y atender el crecimiento de demanda de la zona.
- Implementación de la nueva Línea de Transmisión en 60 kV Cantera – San Vicente de 9,44 km, requerida por criterio de confiabilidad N-1, que considera 7,7 km de tramo subterráneo de 500 mm² y 1,74 km de tramo aéreo de 240 mm²; este tramo aéreo se

implementará donde se encuentra actualmente el trazo de ruta de la Línea L-6610, la cual se dará de Baja.

- Reconfiguración de las Líneas que alimentan a la SET Santa Anita, requerido por el criterio de confiabilidad N-1, que considera: (i) conformar un único enlace con la Línea en 60 kV Santa Rosa – Santa Anita (L-609) y un tramo de la Línea en 60 kV Santa Rosa – Ingenieros (L-610), (ii) conformar un único enlace con un tramo de la Línea en 60 kV Santa Rosa – Huachipa (L-657) y la Línea en 60 kV Santa Rosa – Santa Anita (L-658); y, (iii) instalar un nuevo tramo subterráneo de 330 m para unir el enlace L-609/610 a la SET Santa Anita.

De modo complementario, se deja sin efecto la Baja de la Línea L-657 aprobada en la modificación del Plan de Inversiones (PI) 2021-2025, (con excepción del tramo entre las estructuras E07 y E011, cuya Baja se mantiene por razones de seguridad que no han cambiado) y se aprueba el tramo subterráneo entre sus estructuras E07 y E011.

- Renovación de las Celdas en 60 kV de las SET Limatambo y SET San Isidro, por antigüedad y desfase tecnológico, que considera la implementación de tecnología GIS que incluye: (i) ocho (8) Celdas 60 kV en SET San Isidro (3 celdas de línea, 3 celdas de transformador, 1 celdas de acoplamiento y 1 celda de medición); y, (ii) diez (10) Celdas 60 kV en SET Limatambo (3 celdas de línea, 3 celdas de transformador, 3 celdas de acoplamiento y 1 celda de medición).

De modo complementario, se retira del PI 2021-2025 las Celdas en 60 kV aprobadas para el proyecto Línea 60 kV Limatambo – San isidro.

- Renovación de las Celdas MT de las SET Gálvez, por antigüedad y desfase tecnológico, que considera la implementación de tecnología GIS que incluye: veintinueve (29) Celdas MT (3 celdas de transformador, 3 celdas de medición, 2 celdas de acoplamiento y 21 celdas de alimentador).
- Implementación de 3 Transformadores de Reserva: 1 de 60/10 kV - 50 MVA y 2 de 60/22,9/10 kV - 40 MVA para el Área de Demanda 7, adicionales a los transformadores disponibles y de reserva que se encuentran remunerándose en dicha Área de Demanda, considerando los resultados del modelo de reserva de transformación.
- Soterramiento de las Líneas 60 kV Huachipa – La Planicie, L-641/L-642 (las cuales conformarán un único circuito), entre los tramos E-44 y E-49, implementando un enlace de simple terna, de 1,42 km y conductor de 1200 m², requerido por razones de seguridad, según la DSE. Se da de Baja los tramos aéreos entre dichas estructuras.
- Aprobación de Autotransformador 60/50 kV – 15 MVA en la SET San Mateo (LDS) y Línea 50 kV San Mateo (STATKRAFT) – San Mateo (LDS), aérea de 5 km y 120 mm² AAAC, así como celdas asociadas, requerido por la calificación de sistema crítico del Sistema Eléctrico Chosica – Surco – San Mateo (LDS), en base a lo informado por la DSE.

En resumen, el Plan de Inversiones del Área de Demanda 7 para el período mayo 2025 – abril 2029 se muestra a continuación:

Plan de Inversiones en Transmisión del Área de Demanda 7
Periodo 2025-2029

Proponentes/Titulares	Inversión (USD)	Longitud (km)	Potencia de Transformación (MVA)	Cantidad De Elementos
Total Área de Demanda 07	63 714 595	25	285	131
LUZ DEL SUR	63 714 595	25	285	131
MAT				
Celda				
Línea				

Proponentes/Titulares	Inversión (USD)	Longitud (km)	Potencia de Transformación (MVA)	Cantidad De Elementos
Transformador				
Banco				
AT				
Celda	20 683 724			33
Línea	30 149 323	25.18		13
Transformador	6 358 305		285	8
Banco				
MT				
Celda	6 523 242			77
Banco				

Las inversiones mostradas en el cuadro anterior se han determinado aplicando la Base de Datos de Módulos Estándar de Inversión para Sistemas de Transmisión vigente y serán posteriormente actualizados de acuerdo con lo establecido en el numeral II del literal d) del artículo 139 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado con Decreto Supremo N° 009-93-EM.

ÍNDICE

1. INTRODUCCIÓN	7
1.1 ASPECTOS REGULATORIOS Y NORMATIVOS	8
1.2 PROCESO DE APROBACIÓN DEL PLAN DE INVERSIONES	10
2. UBICACIÓN	13
3. PROPUESTA INICIAL	17
3.1 PROYECCIÓN DE LA DEMANDA	17
3.2 PLAN DE INVERSIONES 2025-2029	18
3.2.1 Inversiones Propuestas	20
3.3 PLAN DE INVERSIONES 2021-2025	21
3.3.1 Retiro y/o Eliminación de Elementos aprobados en el PI 2021-2025	21
4. OBSERVACIONES A LOS ESTUDIOS TÉCNICO ECONÓMICOS	22
5. PROPUESTA FINAL	25
5.1 PROYECCIÓN DE LA DEMANDA	25
5.2 PLAN DE INVERSIONES 2025-2029	26
5.2.1 Inversiones Propuestas	29
5.3 PLAN DE INVERSIONES 2021-2025	29
5.3.1 Retiro y/o Eliminación de Elementos aprobados en el PI 2021-2025	29
6. ANÁLISIS DE OSINERGMIN	30
6.1 REVISIÓN DE LA DEMANDA	30
6.1.1 Información Base	31
6.1.1.1 Ventas de energía	31
6.1.1.2 Variables explicativas	31
6.1.2 Proyección Ventas - Usuarios Regulados	31
6.1.3 Proyección Ventas - Usuarios Libres	31
6.1.4 Demandas Nuevas e Incorporadas	31
6.1.5 Proyección Global	33
6.1.6 Máxima Demanda Coincidente a nivel Sistema Eléctrico	34
6.2 PLANEAMIENTO DE LA TRANSMISIÓN	37
6.2.1 Consideraciones	37
6.2.2 Diagnóstico de la situación Actual	38
6.2.3 Análisis de Alternativas	43
6.2.3.1 Sistema Eléctrico Lima Sur	43
6.2.3.2 Sistema Eléctrico Cañete – Lunahuaná	61
6.2.4 Plan de Inversiones 2025-2029	63
Proyectos requeridos en el Período 2025-2029	63
Programación de Bajas	63
6.2.5 Plan de Inversiones 2021-2025	65
7. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	68
8. ANEXOS	69
ANEXO A ANÁLISIS DE LAS OPINIONES Y SUGERENCIAS A LA PREPUBLICACIÓN	70
Análisis de las Opiniones y Sugerencias de LDS a la PREPUBLICACIÓN	71
Análisis de las Opiniones y Sugerencias de STATKRAFT a la PREPUBLICACION	99
Análisis de las Opiniones y Sugerencias de José Pablo Rivera Rodríguez (JPRR) a la PREPUBLICACION	101
ANEXO B METODOLOGÍA PARA LA PROYECCIÓN DE LA DEMANDA	104
ANEXO C METODOLOGÍA Y DETERMINACIÓN DE TRANSFORMADORES DE RESERVA	121
ANEXO D DIAGRAMA UNIFILAR DEL SISTEMA ACTUAL SEGÚN INFORMACIÓN DE TITULARES	137

ANEXO E	DIAGRAMA UNIFILAR DE LA ALTERNATIVA SELECCIONADA SEGÚN ANÁLISIS DE OSINERGMIN.....	140
ANEXO F	PLAN DE INVERSIONES 2025-2029 DETERMINADO POR OSINERGMIN	142
ANEXO G	CUADROS COMPARATIVOS	146
9.	REFERENCIAS	148

1. Introducción

El numeral V) del literal a) del artículo 139 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado con Decreto Supremo N° 009-93-EM, establece que el Plan de Inversiones será revisado y aprobado por Osinerghmin.

Considerando lo mencionado, el presente informe describe los aspectos y criterios utilizados en la revisión de propuestas y que sirven de sustento para la aprobación del Plan de Inversiones en transmisión del Área de Demanda 7, para el período mayo 2025 – abril 2029, el cual incluye además las Bajas que se identifican como resultado del planeamiento de expansión de la red de transmisión.

Luz del Sur S.A.A. (en adelante, LDS), Red de Energía del Perú S.A. (en adelante, REP) y Conelsur LT S.A.C. (en adelante, CONELSUR), son las empresas concesionarias (en adelante “TITULARES”) que tienen instalaciones de transmisión en el Área de Demanda 7, y que forman parte del Sistema Secundario de Transmisión (en adelante “SST”) y Sistema Complementario de Transmisión (en adelante “SCT”) remunerados por la demanda.

A la fecha se han llevado a cabo las etapas de presentación de propuestas de Plan de Inversiones 2025-2029; audiencia pública para que los agentes expongan sus propuestas; observaciones de Osinerghmin a los estudios que sustentan tales propuestas; la respuesta a las mismas; la publicación, por parte de Osinerghmin, del proyecto de resolución que aprueba el Plan de Inversiones 2025-2029 (en adelante “PREPUBLICACIÓN”); la audiencia pública en la que Osinerghmin expuso los criterios, metodología y procedimiento utilizados para dicha PREPUBLICACIÓN; así como la presentación de opiniones y sugerencias a la misma. Como siguiente etapa, corresponde la publicación de la Resolución que aprueba el Plan de Inversiones 2025-2029.

En esa línea, para la elaboración del presente informe se ha considerado los Estudios Técnico - Económicos presentados por LDS, que fue el único de los TITULARES en entregar su propuesta de inversión del período 2025-2029; las respuestas e información complementaria que presentaron para absolver las observaciones formuladas por Osinerghmin a dicho estudio; así como el análisis de las opiniones y sugerencias a la PREPUBLICACIÓN.

1.1 Aspectos Regulatorios y Normativos

Los artículos 8 y 42 de la Ley de Concesiones Eléctricas (en adelante “LCE”)², aprobada con Decreto Ley N° 25844, el sistema de precios regulados debe ser estructurado sobre la base de la eficiencia económica.

Así también, las tarifas y compensaciones correspondientes a los sistemas de transmisión y distribución deberán ser reguladas en cumplimiento del artículo 43 de la LCE³.

Ahora bien, según el artículo 44 de la LCE⁴, la regulación de la transmisión será efectuada por Osinergmin, independientemente 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 20.2⁵ de la Ley N° 28832 “Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación” (en adelante “Ley N° 28832”), establece que las instalaciones del Sistema Complementario de Transmisión (en adelante “SCT”) son aquellas cuya fecha de puesta en operación comercial es posterior a la promulgación de dicha ley; mientras que, el literal b)⁶ del numeral 27.2 del artículo 27 de la misma Ley N° 28832 se establece que los SCT se regulan considerando los criterios establecidos en la LCE para el caso de los Sistemas Secundarios de Transmisión (en adelante “SST”).

El artículo 139 del RLCE se establecen los criterios para la regulación de los SST y SCT, e incluye lo concerniente al proceso de aprobación del Plan de Inversiones⁷.

² **Artículo 8°.**- La Ley establece 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 según los criterios contenidos en el Título V de la presente Ley.

(...)

Artículo 42°.- Los precios regulados reflejarán los costos marginales de suministro y estructurarán de modo que promuevan la eficiencia del sector.

³ **Artículo 43°.**- Estarán sujetos a regulación de precios:

(...)

c) Las tarifas y compensaciones de Sistemas de Transmisión y Distribución;

(...)

⁴ **Artículo 44°.**- Las tarifas de transmisión y distribución serán reguladas por la Comisión de Tarifas de Energía independientemente de si éstas 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. Para éstos últimos, los precios de generación se obtendrán por acuerdo de partes.

(...)

⁵ **20.2** Las instalaciones del Sistema Garantizado de Transmisión y del Sistema Complementario de Transmisión son aquellas cuya puesta en operación comercial se produce en fecha posterior a la promulgación de la presente Ley, conforme se establece en los artículos siguientes.

⁶ **27.2** Para las instalaciones del Sistema Complementario de Transmisión se tendrá en cuenta lo siguiente:

(...)

b) (...). Las compensaciones y tarifas se regulan considerando los criterios establecidos en la Ley de Concesiones Eléctricas para el caso de los Sistemas Secundarios de Transmisión.

(...)

⁷ **Artículo 139°.**-

(...)

Las compensaciones y las tarifas de transmisión a que se refieren los artículos 44° y 62° de la Ley; así como, las compensaciones y tarifas del Sistema Complementario de Transmisión a que se refiere el Artículo 27° de la Ley N° 28832, serán fijadas por Osinergmin, teniendo presente lo siguiente:

a) Criterios Aplicables

(...)

Para cumplir con los aspectos regulatorios descritos, con Resolución N° 217-2013-OS/CD y modificatorias, se aprobaron 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, Osinerghmin aprobó normas para la liquidación de los ingresos por servicio de transmisión eléctrica, altas y bajas de instalaciones, definición de áreas de demanda, porcentajes de costos de operación y mantenimiento, módulos estándares y la asignación de responsabilidad de pago, las cuales tienen relación vinculante con la NORMA TARIFAS:

- Procedimiento de Liquidación Anual de los Ingresos por el Servicio de Transmisión Eléctrica, aprobada mediante la Resolución N° 056-2020-OS/CD.
- Norma de Altas y Bajas, aprobada mediante la Resolución N° 057-2020-OS/CD.
- Norma de Áreas de Demanda, aprobada con la Resolución N° 081-2021-OS/CD.
- Porcentajes para determinar los Costos de Operación y Mantenimiento para la Regulación de los SST - SCT, aprobada mediante la Resolución N° 080-2021-OS/CD y modificada 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, modificada mediante Resolución N° 037-2024-OS/CD.
- Norma de Procedimiento para la Asignación de Responsabilidad de Pago de los SST y SCT, aprobada con Resolución N° 164-2016-OS/CD.
- Norma “Procedimiento para la determinación de transformadores de reserva en los SST y SCT” aprobada con Resolución N° 094-2022-OS/CD.

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

V) El Plan de Inversiones está constituido por el conjunto de instalaciones de transmisión requeridas que entren en operación dentro de un periodo de fijación de Peajes y Compensaciones. Será revisado y aprobado por Osinerghmin y obedece a un estudio de planificación de la expansión de transmisión considerando un horizonte de diez (10) años, hasta un máximo establecido por Osinerghmin, que deberá preparar obligatoriamente cada concesionario de las instalaciones de transmisión remuneradas exclusivamente por la demanda.

Osinerghmin podrá elaborar y aprobar el Plan de Inversiones ante la omisión del concesionario correspondiente.

La ejecución del Plan de Inversiones y de sus eventuales modificaciones, ambos aprobados por Osinerghmin, es de cumplimiento obligatorio.

(...)

d) Frecuencia de Revisión y Actualización

(...)

VI) En cada proceso regulatorio se deberá prever las siguientes etapas:

VI.1) Aprobación del Plan de Inversiones.

(...)

1.2 Proceso de Aprobación del Plan de Inversiones

El presente proceso se viene desarrollando según lo establecido en la norma “Procedimientos para Fijación de Precios Regulados” (en adelante “PROCEDIMIENTO”), aprobada mediante Resolución N° 080-2012-OS/CD, en cuyo Anexo A.2.1 se señala las etapas y plazos a seguir para la aprobación del Plan de Inversiones en Transmisión.

Osinerghmin, en aplicación del principio de transparencia contenido en la Ley N° 27838, Ley de Transparencia y Simplificación de los Procedimientos Regulatorios de Tarifas, ha incluido como parte del PROCEDIMIENTO la realización de audiencias públicas, estableciendo de esta manera un ambiente abierto de participación para que la ciudadanía y los interesados en general puedan, en su oportunidad, expresar sus opiniones a fin de que éstas sean consideradas tanto por el correspondiente Titular como por el regulador antes que adopte su decisión.

Asimismo, toda la información relacionada con el proceso de aprobación del Plan de Inversiones, incluyendo la correspondiente a las Audiencias Públicas, se encuentran publicada en la página Web: www.gob.pe/osinerghmin, en la sección que resulta de ingresar a los vínculos siguientes: “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”.

Inicio del Proceso

De acuerdo a las fechas indicadas en el PROCEDIMIENTO, el 01 de junio de 2023 se inició el presente proceso con la presentación de los ESTUDIOS, preparados por los Titulares de las instalaciones de transmisión y presentados a Osinerghmin para su revisión y posterior aprobación.

En el presente proceso, solo LDS presentó ESTUDIO para el Plan de Transmisión del Área de Demanda 7 para mayo 2025 – abril 2029.

Primera Audiencia Pública

La primera Audiencia Pública se desarrolló el 22 y 23 de junio de 2023, cuyo objetivo fue que los Titulares de los Sistemas de Transmisión expongan el sustento técnico económico de sus ESTUDIOS.

Las opiniones y consultas por los asistentes a esta Audiencia Pública fueron respondidas por el correspondiente expositor.

Las opiniones y consultas, así como el acta de la Audiencia Pública, que se encuentran publicadas en la Web de Osinerghmin, los cuales fueron considerado en el presente proceso regulatorio, tanto por el respectivo Titular como por Osinerghmin.

Observaciones al Estudio

El 07 de setiembre de 2023, Osinerghmin notificó a los Titulares correspondientes las observaciones a los ESTUDIOS presentados por éstos como sustento de sus propuestas de Plan de Inversiones en Transmisión.

Respuesta a las Observaciones

En cumplimiento del cronograma establecido en el PROCEDIMIENTO, el 20 de noviembre de 2023 los Titulares presentaron las respuestas a las observaciones realizadas por Osinerghmin a sus respectivos ESTUDIOS.

Publicación del Proyecto de Resolución

Según el mismo cronograma, el 13 de febrero de 2024 Osinerghmin publicó el proyecto de resolución que aprueba el Plan de Inversiones en Transmisión para el período 2025-2029; convocó a una segunda Audiencia Pública, prevista para el 27 de febrero de 2024 y; se definió un plazo de veinte (20) días hábiles contados desde el día siguiente a la realización de la audiencia pública descentralizada, para opiniones y sugerencias.

Segunda Audiencia Pública

La segunda Audiencia Pública se desarrolló el 27 de febrero de 2024, en la que Osinerghmin expuso los criterios, metodología y modelos económicos utilizados, para la publicación del proyecto de Plan de Inversiones en Transmisión 2025-2029.

Algunos de los asistentes a esta Audiencia Pública expresaron sus opiniones y preguntas, las mismas que fueron respondidas por los Especialistas de la Gerencia de Regulación de Tarifas.

Dichas opiniones y preguntas, así como el acta de la Audiencia Pública, que se encuentran publicadas en la página Web de Osinerghmin, en lo pertinente, son consideradas en el presente proceso regulatorio.

Opiniones y Sugerencias

Hasta el 26 de marzo de 2024, los interesados presentaron a Osinerghmin sus opiniones y sugerencias sobre el proyecto de resolución publicado, a fin de que sean analizadas con anterioridad a la publicación de la resolución que apruebe el Plan de Inversiones 2025-2029. Dicho análisis de opiniones y sugerencias a la PREPUBLICACIÓN se desarrolla detalladamente en el Anexo A del presente informe.

Por otra parte, mediante escritos del 4 de abril y 9 de mayo de 2024, LDS ha presentado información complementaria a sus opiniones y sugerencias a la PREPUBLICACIÓN, estos han sido considerados, donde corresponda, para efectos del análisis de Osinerghmin.

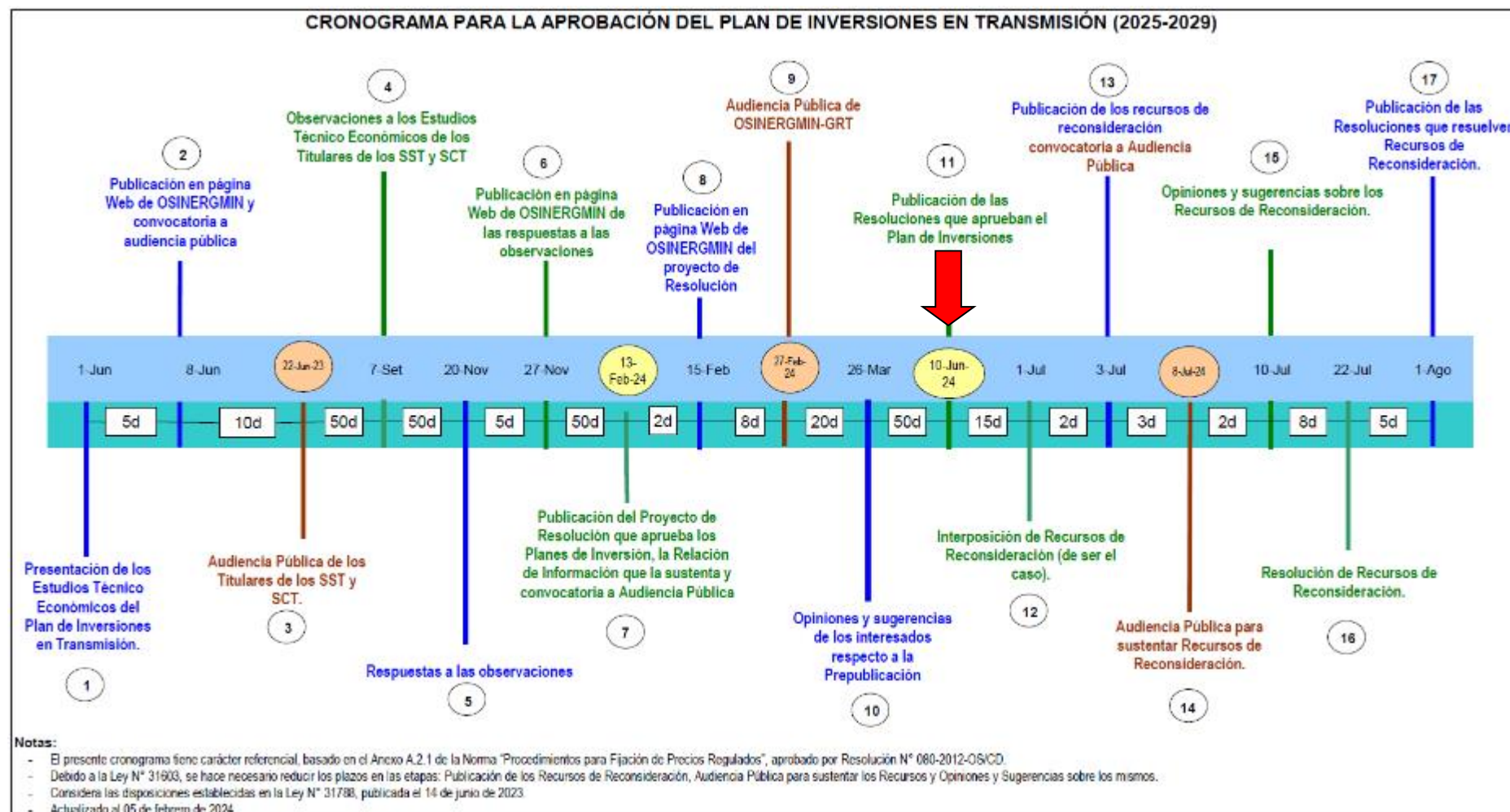
Publicación del Plan de Inversiones 2025-2029

De acuerdo con el PROCEDIMIENTO, luego de realizar el análisis de las opiniones y sugerencias a la PREPUBLICACIÓN, materia del presente informe, corresponde que Osinerghmin a más tardar el 10 de junio del 2024, publique la resolución que apruebe el Plan de Inversiones en Transmisión para el período 2025-2029.

Con posterioridad a la decisión de Osinerghmin, en el PROCEDIMIENTO también se prevé la instancia de los recursos de reconsideración, donde se pueden interponer cuestionamientos a las decisiones adoptadas.

En la Figura 1.1 se muestra el cronograma del proceso de aprobación del Plan de Inversiones del Área de Demanda 7 para mayo 2025 – abril 2029.

Figura 1.1. Proceso de Aprobación del Plan de Inversiones en Transmisión (Período 2025-2029)



2. Ubicación

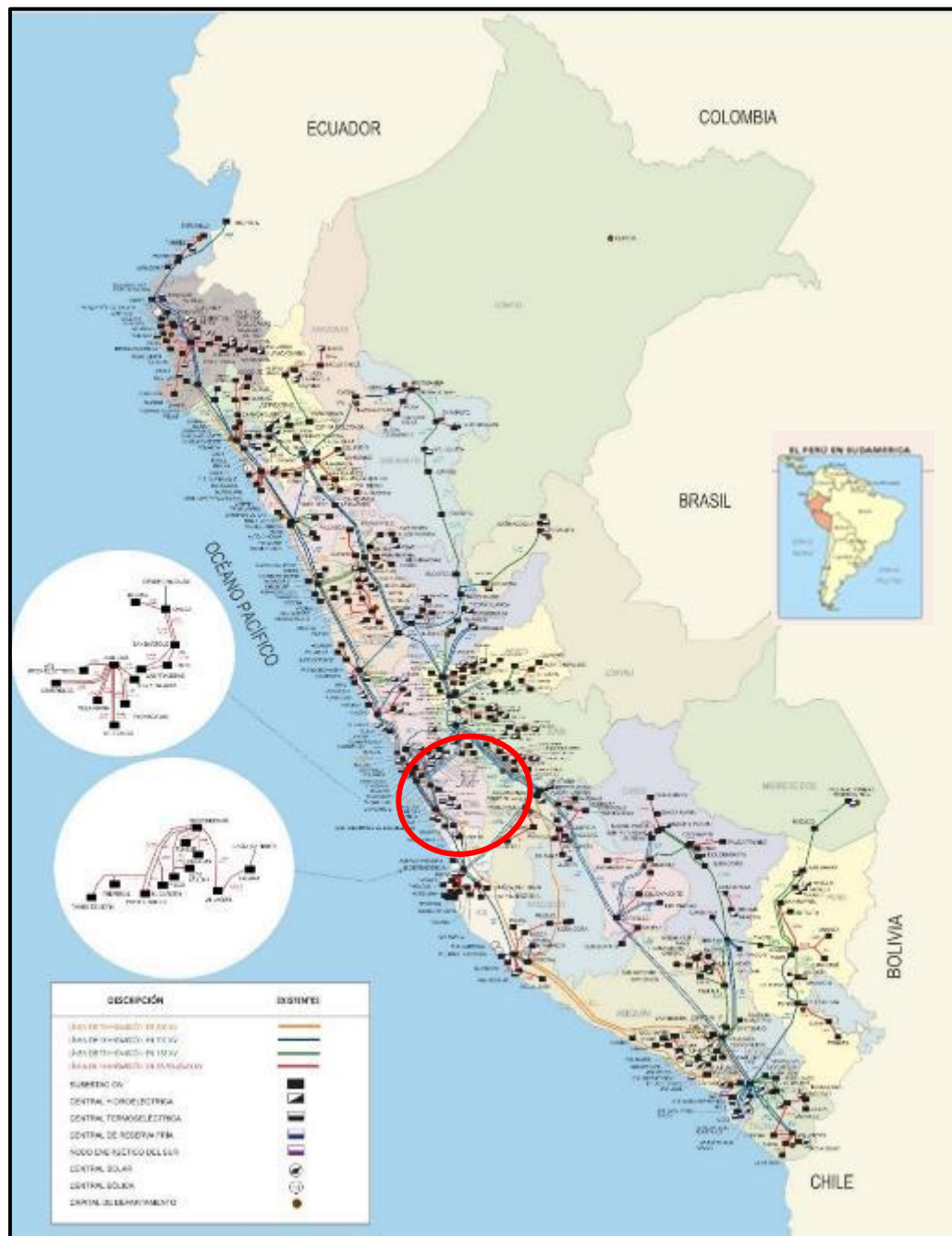
El Área de Demanda 7 está delimitada por la parte sur de la ciudad de Lima, las localidades del sur de la Región Lima, hasta Cañete – Lunahuaná, así como las localidades del este de Lima por la carretera central hasta San Mateo.

En el Área de Demanda 7 se encuentran instalaciones de transmisión remuneradas por la demanda, pertenecientes a las empresas concesionarias LDS, REP y CONELSUR.

De acuerdo con la Resolución N° 081-2021-OS/CD, el Área de Demanda 7 está conformada por los sistemas eléctricos: Lima Sur y Cañete - Lunahuaná.

Las Figuras 2.1 y 2.2 muestran la ubicación geográfica del Área de Demanda 7.

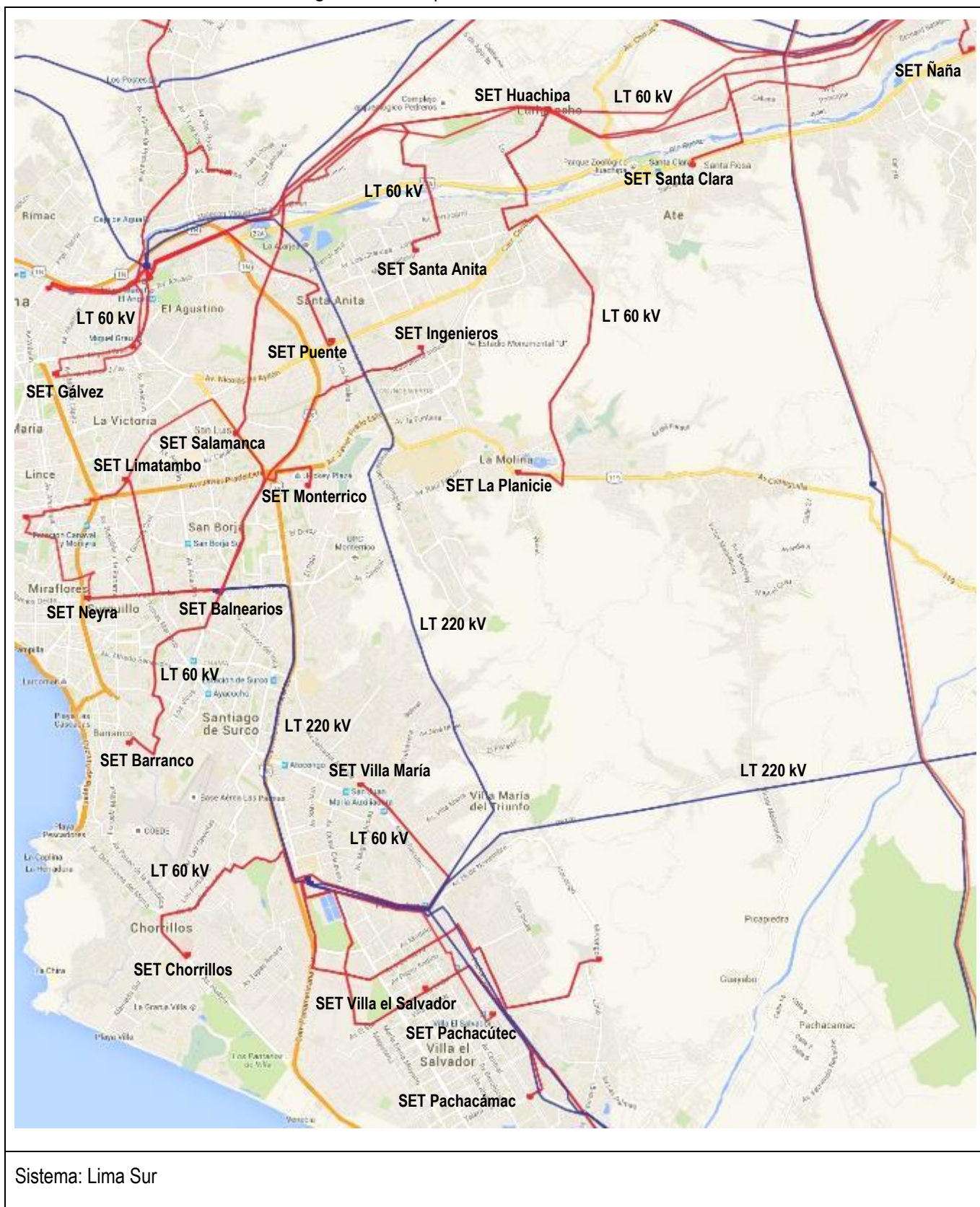
Figura 2.1. Ubicación Geográfica del Área de Demanda 7

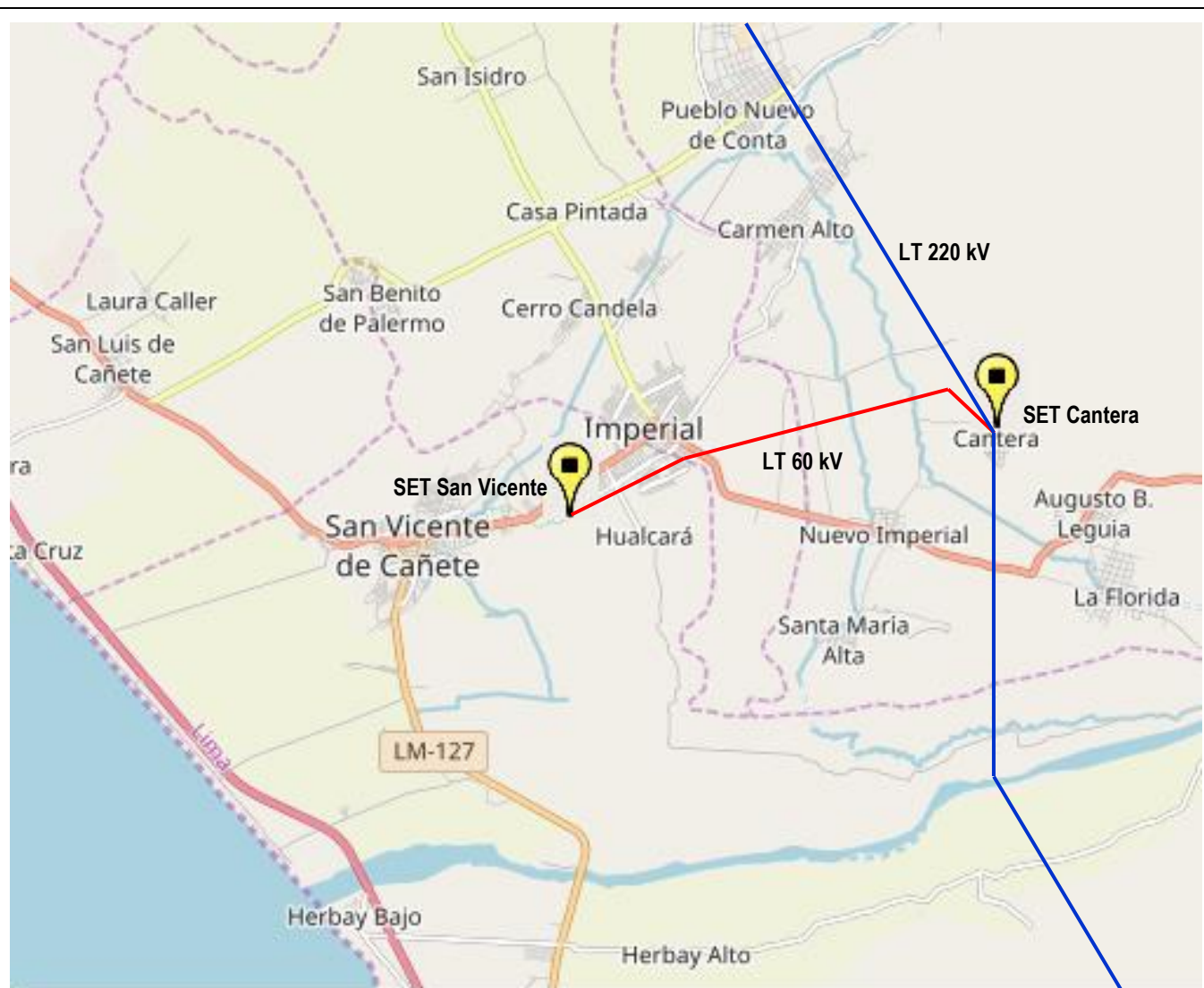


Fuente: COES-SINAC, Sistema Eléctrico Interconectado Nacional actualizado: Julio 2023

Asimismo, la Figura 2.2 muestra el trazo aproximado de las principales instalaciones del sistema de transmisión existente que corresponden al Área de Demanda 7.

Figura 2.2. Principales Instalaciones del Área de Demanda 7





Sistema: Cañete – Lunahuaná

3. Propuesta Inicial

Dentro del plazo establecido para el presente proceso, el 1 de junio de 2023, mediante la Carta GT-070/2023, LDS presentó el Estudio Técnico Económico que sustenta sus propuestas de PI 2025-2029, para el Área de Demanda 7.

Asimismo, se ha considerado como parte de la propuesta inicial, la información complementaria que presentó LDS, mediante la Carta GT-071/2023 y la Carta GT-094-2023, del 1 de junio y el 5 de setiembre de 2023, respectivamente.

En adelante, se hace referencia a estos documentos, en conjunto o en forma independiente, como “PROPUESTA INICIAL” - [Ver Referencia 1].

3.1 Proyección de la Demanda

En la PROPUESTA INICIAL, LDS señala que para determinar la proyección de la demanda de electricidad del Área de Demanda 7 ha desarrollado modelos estadísticos y/o econométricos por grupos de consumo típicos, encuestas a los clientes libres y las nuevas solicitudes de factibilidad de cargas importantes.

LDS agrega que, en relación a la proyección de demanda de Usuarios Regulados, no le fue posible la aplicación automática de técnicas estadísticas/econométricas debido al cambio estructural de la serie histórica de ventas del mercado regulado, ocasionado por el proceso de migración de Usuarios Regulados hacia el mercado libre. Por su parte, en la proyección de la demanda de los Usuarios Libres, LDS indica haber considerado constante las ventas registradas el año 2022, excepto de aquellas que respondieron las encuestas realizadas. Adicionalmente, en la Demanda Incorporada (nuevas cargas), ha considerado nuevas solicitudes de cargas importantes, así como incrementos importantes de carga de clientes existentes, cuya toma de carga están previstos para el período 2023 – 2034, entre ellos, los requerimientos de carga en 60 kV solicitados.

Con la proyección de demanda de los mercados libre y regulado, LDS menciona que se proyectó la Máxima Demanda, la demanda simultánea de las subestaciones de transmisión (SET's) y demanda coincidente con la Máxima Demanda del SEIN.

En el Cuadro 3.1 se muestra los resultados de la proyección global de la Máxima Demanda Coincidente a nivel de Sistema eléctrico presentada en la PROPUESTA INICIAL de LDS.

Cuadro 3.1
PROPUESTA INICIAL - ÁREA DE DEMANDA 7
Proyección de la Máxima Demanda Coincidente a nivel Sistema (MW)

Año	Lima Sur	Cañete - Lunahuaná
2022	1 483,66	33,06
2023	1 525,07	33,96
2024	1 594,05	34,99
2025	1 677,72	36,10
2026	1 741,77	37,27
2027	1 812,62	38,49
2028	1 995,78	39,55
2029	2 059,27	40,65
2030	2 115,50	41,78
2031	2 164,09	42,95
2032	2 206,97	44,16
2033	2 246,23	45,41
2034	2 283,23	46,70
TC	3,7%	2,9%

Notas:

- (1) Formato F-121 de la PROPUESTA INICIAL de LDS
- (2) La Tasa de Crecimiento (TC) corresponde al período 2022-2034.
- (3) En el Área de Demanda 7 existen clientes en MAT que no son considerados por LDS en su proyección de demanda.

Del cuadro 3.1, se desprende que LDS propone un incremento de demanda 38,8% (2 059,27 MW) en el año 2029 respecto del 2022 (1 483,66 MW) para el sistema eléctrico “Lima Sur”.

3.2 Plan de Inversiones 2025-2029

LDS, en su PROPUESTA INICIAL, incluye los siguientes proyectos:

Sistema Lima Sur

(i) Por demanda

- Nueva SET Huaycán (año 2026)
Instalación de un (1) nuevo Transformador de Potencia de 25 MVA, 60/10kV, rotado de Reserva, y Línea de Transmisión en 60 kV Portillo – Huaycán, doble terna subterráneo.
- Nueva SET Vitarte (año 2026)
Instalación de dos (2) Transformadores de Potencia, uno de 25 MVA, 60/22,9/10 kV, y otro de 40 MVA, 60/22,9/10 kV, rotados de la SET Chilca y Reserva respectivamente, alimentado mediante la implementación de la Línea de Transmisión en 60 kV Derivación Huachipa - Planicie, doble terna subterráneo.

- Nueva SET La Molina (año 2027)
Instalación de dos (2) nuevos Transformadores de Potencia de 50MVA, uno 220/22,9 kV y otro 220/10 kV; alimentado mediante la implementación de la Línea de Transmisión en 220 kV Derivación San Juan - Industriales, doble terna subterráneo.
- Ampliación de la SET Alto Pradera (año 2026)
Instalación de un (1) nuevo Transformador de Potencia 50 MVA 60/22,9 kV.
- Ampliación de la SET Bujama (año 2025)
Instalación de un (1) nuevo Transformador de Potencia de 50 MVA, 60/22,9 kV.
- Instalación de celdas en la SET Ñaña (2026)
Instalación de cuatro (4) celdas de 22,9 kV, uno (1) de transformación, uno (1) de medición y dos (2) de alimentación.
- Instalación de celdas en varias SET's (2028)
Instalación de siete (7) celdas de alimentación de 22,9 kV: tres (3) para la SET Chilca, dos (2) para la SET Ingenieros y dos (2) para la SET San Miguel; y,
Cuatro (4) celdas de alimentación de 10 kV: uno (1) para la SET Chorrillos, uno (1) para la SET Pachacamac, uno (1) para la SET Pachacútec y uno (1) para la SET Vertientes.

(ii) Por confiabilidad

- Reconfiguración de la alimentación de la SET Santa Anita (2026):
La SET Santa Anita se alimenta a través de las líneas L-609 y L-658, y ante la desconexión de una, la otra se sobrecarga más del 20%, no cumpliendo con el criterio N-1. LDS propone:
 - Conformar un único enlace con las líneas L-609/610.
 - Conformar un único enlace con las líneas L-657/658.
 - Instalar un nuevo tramo subterráneo de 400 m para unir el enlace L-657/658 con la SET Santa Anita.
- Segundo enlace en 60 kV San Juan – Villa María (2028)
Implementación de una Línea de Transmisión en 60 kV, simple terna, subterráneo de 4,3 km.
- Ampliación de SET Industriales (2026)
Implementación de un (1) nuevo Banco de Transformador de Potencia de 240 MVA, 220/60 kV.
- Renovación de celdas en SET Limatambo y SET San Isidro (2028)
Renovación a tecnología GIS, tres (3) celdas de línea, tres (3) celdas de transformación, una (1) celda de acoplamiento transversal y una (1) celda de medición para la SET San Isidro.
Renovación a tecnología GIS, tres (3) celdas de línea, tres (3) celdas de transformación, una (1) celda de acoplamiento transversal, una (1) celda

de acoplamiento longitudinal y una (1) celda de medición para la SET Limatambo.

- Renovación de celdas en SET Gálvez (2028)

Renovación a tecnología GIS, tres (3) celdas de transformación, dos (2) celdas de acoplamiento longitudinal y veintidós (22) celdas de alimentación.

(iii) Por seguridad:

- Reubicación de Líneas de Transmisión del SST por incumplimiento de DMS (año 2026)

Por incumplimiento de distancias mínimas de seguridad (DMS), LDS requirió la reubicación de los siguientes tramos:

- Línea de Transmisión 60 kV Santa Rosa – Huachipa, L-657/L-658, tramo aéreo E7-E11; y,
- Línea de Transmisión 60 kV Huachipa-La Planicie, L-641/L-642, tramo aéreo E45-E49.

(iv) Por Criticidad:

- LDS indica que el sistema Chosica – Surco – San Mateo ha sido considerado un sistema crítico, por lo que era necesaria una alternativa a la Línea de Transmisión 60 kV Chosica – Surco. Sin embargo, no plantea una alternativa de solución en el PI 2025-2029.

(v) Otros requerimientos:

- Transformadores de Reserva (2026):

LDS solicita nueve (9) Transformadores de Reserva:

- Uno (1) Transformador de Potencia 60/22,9/10 kV, 10 MVA para SET San Mateo
- Un (1) Transformador de Potencia 60/10 kV de 25 MVA, dos (2) Transformador de Potencia 60/10 kV de 50 MVA, un (1) Transformador de Potencia 60/22,9 kV de 50 MVA, tres (3) Transformadores de Potencia 60/22,9 kV de 40 MVA y un (1) Transformador de Potencia 60/10 kV de 5 MVA.

Sistema Cañete – Lunahuaná

(i) Por confiabilidad y/o criticidad:

- Nueva Línea de Transmisión en 60kV Cantera – San Vicente (año 2026)

Implementación del Segundo Enlace de la Línea de Transmisión en 60 kV Cantera – San Vicente, simple terna y subterránea, para dar confiabilidad N-1, y se conectará a ambas SET mediante las celdas existentes de la actual línea aérea L-6610, la cual se dará de Baja.

(ii) Otros requerimientos:

- Transformadores de Reserva (2026)

LDS solicita un (1) Transformador de Potencia 220/60 kV, 25 MVA para SET Cantera.

3.2.1 Inversiones Propuestas

Con relación a la concentración de inversiones, en la PROPUESTA INICIAL, los montos de inversión en instalaciones de transmisión que forman parte del SCT, en el período mayo 2025 – abril 2029, son los que se resumen en el Cuadro 3.2.

Cuadro 3.2
PROPUESTA INICIAL - ÁREA DE DEMANDA 7
Plan de Inversiones SCT

Proponentes/Titulares	Inversión (USD)	Longitud (km)	Potencia de Transformación (MVA)	Cantidad de Elementos
Total, LDS	122 996 476	26,35	750	160
MAT				
Celda	11 073 385			7
Línea	2 271 148	0,65		3
Transformador	8 574 861		125	3
Banco	4 555 448		240	1
AT				
Celda	23 657 955			35
Línea	54 777 138	25,70		16
Transformador	9 556 987		385	11
Banco				
MT				
Celda	8 529 555			84
Banco				

3.3 Plan de Inversiones 2021-2025

Dentro de la PROPUESTA INICIAL, LDS presentó a Osinergmin el ESTUDIO que sustenta su solicitud de modificación y/o retiro del Plan de Inversiones 2021 – 2025 (en adelante PI 2021-2025) correspondiente al Área de Demanda 7.

3.3.1 Retiro y/o Eliminación de Elementos aprobados en el PI 2021-2025

Los Elementos que LDS propone retirar del PI 2021-2025, de acuerdo al numeral 2.3 del Volumen 2 de su PROPUESTA INICIAL son los consignados en el Cuadro 3.3.

Cuadro N° 3.3
Elementos que se propone Retirar del PI 2021-2025

ELEMENTO	INSTALACIÓN	MÓDULO ESTÁNDAR	AÑO
Celda de Línea – 60 kV	SET MAT/AT SAN ISIDRO	CE-060COC1ESBLI	2025
Celda de Línea – 60 kV	SET AT/MT LIMATAMBO	CE-060COC1ESBLI	2025

Adicionalmente, de acuerdo al numeral 9.5.2 y 9.7.1 del Volumen 4 de su PROPUESTA INICIAL, LDS solicita dejar sin efecto la Baja de la línea L-657, aprobada en la Modificación del PI 2021-2025, correspondiente al tramo comprendido entre la SET Santa Rosa y la Derivación hacia la SET Santa Anita.

4. Observaciones a los Estudios Técnico Económicos

Mediante el Oficio N° 1513-2019-GRT del 7 de setiembre de 2023, Osinerghmin remitió a LDS las observaciones a los Estudios Técnico Económicos presentados por dicha empresa, como sustento de su PROPUESTA INICIAL – [Ver Referencia 2].

Las observaciones realizadas por Osinerghmin a los Estudios Técnico-Económicos que sustentan las propuestas del Plan de Inversiones 2025-2029, se han formulado tomando en cuenta lo establecido en la NORMA TARIFAS y, en cumplimiento de la etapa señalada en el ítem “d” del Anexo A.2.1 del PROCEDIMIENTO.

Las observaciones se clasificaron en generales y específicas, donde las generales tienen jerarquía sobre las específicas, por lo que estas últimas no deben ser consideradas como limitativas, debiendo más bien las absoluciones de las observaciones específicas sujetarse, en lo que corresponda, a lo absuelto en las observaciones generales.

También, se indicó que la absolución de las observaciones debe estar conformada por: 1°) las respuestas a cada observación, con la misma organización y secuencia como han sido formuladas y, 2°) el Estudio debidamente corregido acompañado de los archivos electrónicos con los cálculos reformulados y correctamente vinculados.

Además, se comunicó al Titular que debe revisar completamente sus cálculos y metodologías aplicadas, a fin de subsanar errores que no necesariamente puedan haberse detectado en la revisión, pues de detectarse éstos en las siguientes etapas del proceso regulatorio, pueden constituirse en razones para la no aprobación de la propuesta.

Asimismo, se precisó que, en el presente proceso de aprobación del Plan de Inversiones, las valorizaciones de inversión y COyM sólo se realizan para efectos de determinar la alternativa de mínimo costo y no constituyen la valorización para la fijación del Costo Medio Anual correspondiente, ya que esto corresponde al proceso de fijación de Tarifas y Compensaciones de los SST y

SCT previsto iniciarse a continuación de la aprobación del Plan de Inversiones 2025-2029.

Entre otras, las observaciones relevantes formuladas por Osinergmin a la PROPUESTA INICIAL de LDS, son las siguientes:

- LDS no ha presentado todos los formatos establecidos en la NORMA TARIFAS, que permitan sustentar la aprobación del Plan de Inversiones. Por ejemplo, el ESTUDIO no contiene los F-100 y F-200 (completos). No presenta, entre otros, el Mapas de densidad de carga (F-123), importante para determinar el alcance de las subestaciones existentes.
- En los formatos F-100, no se ha consignado correctamente el código Barra (devanado) según la estructura de código utilizada por Osinergmin en las simulaciones de flujo de potencia.
- Los valores históricos y proyectados de las variables explicativas de la proyección de las ventas de energía para Usuarios Regulados no están debidamente sustentados. Al respecto, LDS debe corregir la información histórica del periodo 1996-2021 y presentar las fuentes de información correspondientes a los valores históricos del año 2022, así como aquellas empleadas en las proyecciones de las variables.
- En el Volumen I “Resumen Ejecutivo” y Volumen VI “Propuesta del Plan de Inversiones” se propone diez (10) Transformadores para el año 2026, sin indicar la SET en las cuales serán instalados. Por tanto, LDS debe indicar la ubicación de los Elementos propuestos.
- LDS debe presentar un formato F-121 auxiliar con el fin de realizar la trazabilidad con la demanda considerada en el flujo de potencia de su diagnóstico, que permita identificar las transferencias de carga entre las barras, según se plantee y sustente.
- Sobre la incorporación de nuevas cargas en la proyección de la demanda, LDS debe presentar el total de documentos que sustenten la magnitud de la demanda y su cronograma de incorporación, según los numerales 6.2.8 y 8.1.2.c de la NORMA TARIFAS.
- Sobre la organización y presentación del ESTUDIO, este debe contener lo establecido en el numeral 5.7 de la NORMA TARIFAS. Asimismo, el ESTUDIO debe contener una relación de todos los documentos presentados con la descripción de su contenido y aplicación, de acuerdo con lo establecido en el numeral 5.3 de la NORMA TARIFAS. En consecuencia, LDS debe presentar el ESTUDIO de acuerdo a lo establecido en la NORMA TARIFAS, de modo que su solicitud esté organizada adecuadamente e incluya el contenido respectivo.
- LDS debe precisar su solicitud de reprogramación de Elementos aprobados en el PI 2021-2025, considerando la relación que existe entre su propuesta del PI 2025-2029 (renovación celdas en SET Limatambo y SET San Isidro) y el proyecto aprobado en el PI 2021-2025 (LT Limatambo – San Isidro y celdas); adicionalmente, no presentó toda la relación de Bajas que resulta producto del planeamiento propuesto en el mencionado PI 2025-2029, por ejemplo, respecto a los “Elementos a dar de Baja”, LDS no ha especificado los tramos de las líneas que se darán de Baja. Al respecto, a fin de facilitar la lectura y análisis del ESTUDIO, se solicita a LDS completar la información faltante.
- El resumen ejecutivo e informe del ESTUDIO debe contener los resultados del estudio de la demanda, la selección de la alternativa de óptimo desarrollo

del Sistema Eléctrico a Remunerar (SER) y la programación de inversiones. Al respecto, se solicita actualizar el resumen ejecutivo con las modificaciones producto de acuerdo a las observaciones efectuadas.

- De acuerdo al numeral 12.1.8.f de la NORMA TARIFAS, la propuesta LDS debe aprovechar las instalaciones mediante la aplicación de medidas alternativas a la construcción de nuevas instalaciones, tales como: rotación de transformadores, traslado de cargas entre subestaciones, traslado de cargas entre circuitos de transmisión, entre otros; siempre y cuando, se demuestre que se aplica el criterio de mínimo costo. Por tanto, LDS debe sustentar que ya no es posible aprovechar las instalaciones existentes, presentando la información correspondiente, y no solo descartar alternativas de traslado de carga y/o ampliaciones de instalaciones existentes sin mayor detalle, antes de solicitar la aprobación de nuevas subestaciones.
- En los casos que corresponda a nuevas inversiones, LDS debe cumplir con presentar su ESTUDIO, adjuntando el análisis técnico y selección de la alternativa de menor costo en el Horizonte de Estudio y, consignando con los criterios de eficiencia técnica y económica.
- En el caso de la propuesta de Líneas de transmisión, corresponde evaluar todas las rutas posibles, con la finalidad de seleccionar la alternativa de menor costo en el Horizonte de Estudio, conforme lo indica la NORMA TARIFAS. Para las nuevas líneas de transmisión propuestas, LDS debe presentar el sustento que permite verificar la viabilidad técnica de dichas líneas, ya sea aérea o subterránea, por su relevancia en la evaluación correspondiente.
- Con respecto a la solicitud de reemplazo de Elementos por antigüedad, es necesario que LDS desarrolle y sustente sus propuestas, puesto que, la antigüedad de un Elemento por sí sola, no es sustento suficiente para solicitar su renovación. Por tanto, se solicita desarrollar la motivación para la renovación de Elementos, adicional a su antigüedad.
- LDS debe completar la información actualizada del parque de transformadores del Área de Demanda 7 que incluya los transformadores de reserva y disponibles, remunerados por la demanda, así como especificar las rotaciones efectuadas que no se tienen identificadas en los Planes de Inversión.
- LDS debe reevaluar los criterios para los agrupamientos considerados en el análisis de necesidades de transformadores de reserva, y de ser el caso, sustentar las razones técnicas que impiden considerar agrupamientos de transformadores de similares tensiones y/o potencias. Además, las propuestas asociadas a transformadores de reserva que no se encuentran en el alcance de la NORMA RESERVA DE TRANSFORMACIÓN deben estar sustentadas en un análisis técnico y económico, adjuntando los archivos de cálculo y documentación sustentadora correspondiente.
- En lo que respecta a la propuesta por razones de seguridad, la evaluación será realizada por la División de Supervisión de Electricidad (DSE), quien validará y/o propondrá la relación de Elementos a incluirse en el Plan de Inversiones o en su modificación, conforme el numeral 12.3.5 de la NORMA TARIFAS.
- En caso se califique el sistema Chosica-Surco-San Mateo como sistema crítico, se solicita que se presenten las alternativas de solución con el propósito de mejorar la confiabilidad en el referido sistema, de acuerdo al numeral 12.3.4 del artículo 12 de la NORMA TARIFAS.

5. Propuesta Final

Dentro del plazo establecido, mediante Carta GT-098-2023, LDS presentó las respuestas a las observaciones efectuadas por Osinergmin a su PROPUESTA INICIAL, las mismas que conjuntamente con la información complementaria adjunta a dichas respuestas, para efectos del presente proceso, se consideran como la PROPUESTA FINAL. Asimismo, LDS presentó información complementaria con Carta GT-102/2023 del 23 de noviembre de 2023, y mediante correos electrónicos s/n del 21 y 28 de diciembre de 2023 y 9 de enero de 2024, respectivamente. El análisis de dichas respuestas se realizó en el Anexo A del Informe N° 088-2024-GRT que sustenta la Resolución N° 017-2024-OS/CD.

Al igual que en el caso de la PROPUESTA INICIAL y las observaciones a la misma, toda la documentación entregada como PROPUESTA FINAL ha sido publicada en el portal web de Osinergmin, con el propósito de que los agentes del mercado e interesados tengan acceso a los documentos mencionados y cuenten con la información necesaria que les permita en su oportunidad expresar sus comentarios y puntos de vista relacionados con los temas observados - [Ver Referencia 3].

5.1 Proyección de la Demanda

En la PROPUESTA FINAL, LDS presenta una demanda proyectada 7,0% menor en promedio que en la PROPUESTA INICIAL, debido a un bajo crecimiento de la demanda regulada y el desplazamiento de fecha de ingreso de las nuevas cargas.

En el Cuadro 5.1 se muestra los resultados de la proyección global de la Máxima Demanda Coincidente a nivel de SEIN presentada en la PROPUESTA FINAL.

Asimismo, del mismo cuadro, se evidencia que LDS propone un incremento de demanda para el sistema eléctrico “Lima Sur” de 22,4% (1 815,34 MW) en el año 2029 respecto del año 2022 (1 483,61 MW). Considerando la PROPUESTA INICIAL, la tasa de crecimiento de la demanda en dicho sistema eléctrico ha disminuido de 3,7% a 2,9% en el periodo 2022-2034.

Cuadro 5.1
PROPUESTA FINAL - ÁREA DE DEMANDA 7
Proyección de la Máxima Demanda Coincidente a nivel Sistema (MW)

Año	Lima Sur	Cañete - Lunahuaná
2022	1 483,61	33,14
2023	1 538,28	33,94
2024	1 586,33	34,70
2025	1 641,24	35,57
2026	1 691,95	36,46
2027	1 743,83	37,36
2028	1 780,43	38,21
2029	1 815,34	39,08
2030	1 867,35	39,97
2031	1 920,06	40,89
2032	1 973,67	41,84
2033	2 027,18	42,81
2034	2 081,78	43,82
TC	2,9%	2,4%

Notas:

- (1) Formato F-121 de la PROPUESTA FINAL de LDS.
(2) La Tasa de Crecimiento (TC) corresponde al período 2022-2034.
(3) En el Área de Demanda 7 existen clientes en MAT que no son considerados por LDS en su proyección de demanda.

5.2 Plan de Inversiones 2025-2029

Con relación a la PROPUESTA FINAL, LDS presenta principalmente los siguientes proyectos:

Sistema Lima Sur

(i) Por demanda

- Nueva SET Huaycán (año 2026)
Instalación de un (1) nuevo Transformador de Potencia de 25 MVA, 60/10kV, rotado de Reserva, y Línea de Transmisión en 60 kV Portillo – Huaycán, doble terna subterráneo.
- Nueva SET Vitarte (año 2026)
Instalación de dos (2) Transformadores de Potencia, uno de 25 MVA, 60/22,9/10 kV, y otro de 40 MVA, 60/22,9/10 kV, rotados de la SET Chilca y Reserva respectivamente, alimentado mediante la implementación de la Línea de Transmisión en 60 kV Derivación Huachipa - Planicie, doble terna subterráneo. Además, como resultado de la observación planteada, implementará una Línea de Transmisión 60 kV Huachipa – Vitarte por confiabilidad.
- Ampliación SET Monterrico (año 2026)

Renovación de 6 celdas 22,9 kV MetalClad (marca VISAX) a tipo GIS. Sustituir un transformador de 25 MVA 60/10 kV por uno de 40 MVA 60/22,9/10 kV

- Ampliación de la SET Alto Pradera (año 2026)

Instalación de un (1) nuevo Transformador de Potencia 50 MVA 60/22,9 kV.

- Ampliación de la SET Bujama (año 2025)

Instalación de un (1) nuevo Transformador de Potencia de 50 MVA, 60/22,9 kV que sustituya el Transformador de Potencia de 40/30/20 MVA, 60/22,9/10 kV existente.

- Instalación de celdas en la SET Ñaña (año 2026)

Instalación de cuatro (4) celdas de 22,9 kV; que comprende, uno (1) de transformación, uno (1) de medición y dos (2) de alimentación.

- Instalación de celdas en varias SET's (año 2028)

Instalación de siete (6) celdas de alimentación de 22,9 kV: tres (3) para la SET Chilca, dos (2) para la SET Ingenieros y uno (1) para la SET San Miguel; y,

Cuatro (4) celdas de alimentación de 10 kV: uno (1) para la SET Manchay, uno (1) para la SET Pachacamac, uno (1) para la SET Pachacútec y uno (1) para la SET Vertientes.

(ii) Por confiabilidad

- Reconfiguración de la alimentación de la SET Santa Anita (2026)

La SET Santa Anita se alimenta a través de las líneas L-609 y L-658, y ante la desconexión de una, la otra se sobrecarga más del 20%, no cumpliendo con el criterio N-1. LDS propone:

- Conformar un único enlace con las líneas L-609/610.
- Conformar un único enlace con las líneas L-657/658.

Instalar un nuevo tramo subterráneo de 400 m para unir el enlace L-657/658 con la SET Santa Anita.

- Segundo enlace en 60 kV San Juan – Villa María (2028)

Implementación de una Línea de Transmisión en 60 kV, simple terna, subterráneo de 3,93 km.

- Renovación de celdas 60 kV en SET Limatambo y SET San Isidro (2028)

Renovación a tecnología GIS, tres (3) celdas de línea, tres (3) celdas de transformación, una (1) celda de acoplamiento transversal y una (1) celda de medición para la SET San Isidro.

Renovación a tecnología GIS, tres (3) celdas de línea, tres (3) celdas de transformación, una (1) celda de acoplamiento transversal, una (1) celda de acoplamiento longitudinal y una (1) celda de medición para la SET Limatambo.

- Renovación de celdas en SET Gálvez (2028)

Renovación a tecnología GIS, tres (3) celdas de transformación, dos (2) celdas de acoplamiento longitudinal y veintidós (22) celdas de alimentación.

(iii) Por seguridad

- Reubicación de Líneas de Transmisión del SST por incumplimiento de DMS (año 2026)

Por incumplimiento de distancias mínimas de seguridad (DMS), LDS requirió la reubicación de los siguientes tramos:

- Línea de Transmisión 60 kV Santa Rosa – Huachipa, L-657/L-658, tramo aéreo E7-E11; y,
- Línea de Transmisión 60 kV Huachipa-La Planicie, L-641/L-642, tramo aéreo E45-E49.

(iv) Por Criticidad

- LDS indicó que el sistema Chosica – Surco – San Mateo había sido considerado un sistema crítico, por lo que era necesaria una alternativa a la Línea de Transmisión 60 kV Chosica – Surco.

Al respecto, sostuvo que, el COES planteó la ampliación de la SET Pomacocha con transformación 220/138kV de 50MVA, Nueva LT 138 kV Pomacocha – Bellavista, Ampliación SE Bellavista 138/50 kV de 50 MVA, Nueva LT 50 kV Bellavista – Antuquito, Líneas de 50 kV para interconectar la SE Bellavista a la red existente; sin embargo, LDS propone la subestación San Mateo Nueva 220/60/50 kV, línea de interconexión 220 kV a LT Pachachaca – Callahuanca, LT 60 kV a SET San Mateo de LDS y LT 50 kV a SET's Bellavista y Antuquito.

Cabe precisar que, según el Anexo 04.04 de la PROPUESTA FINAL, LDS recomienda incluir el proyecto en mención ((SET San Mateo Nueva 220/60/50 kV y Líneas asociadas) como Instalación de Transmisión de Conexión (ITC) en el Plan de Transmisión 2025-2034 del COES.

(v) Otros requerimientos

- Transformadores de Reserva (2026)

LDS solicita seis (6) Transformadores de Reserva:

- Uno (1) Transformador de Potencia 60/22,9/10 kV, 15 MVA para SET San Mateo
- Un (1) Transformador de Potencia 60/10 kV de 50 MVA, un (1) Transformador de Potencia 60/22,9 kV de 50 MVA y tres (3) Transformadores de Potencia 60/22,9/10 kV de 40 MVA.

Sistema Cañete – Lunahuaná**(i) Por confiabilidad y/o criticidad**

- Nueva Línea de Transmisión en 60kV Cantera – San Vicente (año 2026)

Implementación del Segundo Enlace de la Línea de Transmisión en 60 kV Cantera – San Vicente, simple terna y subterránea, para dar confiabilidad N-1, y se conectará a ambas SET mediante las celdas existentes de la actual línea aérea L-6610.

(ii) Otros requerimientos

- Transformadores de Reserva (2026)

LDS solicita un (1) Transformador de Potencia 220/60 kV, 25 MVA para SET Cantera.

5.2.1 Inversiones Propuestas

Con relación a la PROPUESTA FINAL, los montos de inversión en instalaciones que forman parte del SCT, en el período mayo 2025 – abril 2029, propuestos por LDS se resumen en el Cuadro 5.2.

Cuadro 5.2
PROPUESTA FINAL - ÁREA DE DEMANDA 7
Plan de Inversiones SCT

Proponentes/Titulares	Inversión (USD)	Longitud (km)	Potencia de Transformación (MVA)	Cantidad de Elementos
Total LDS	105 106 956	31,47	530	150
MAT				
Celda				
Línea				
Transformador	1 234 271		25	1
Banco				
AT				
Celda	23 555 578			36
Línea	64 829 451	31,47		22
Transformador	8 528 200		505	9
Banco				
MT				
Celda	6 959 457			82
Banco				

5.3 Plan de Inversiones 2021-2025

Dentro de la PROPUESTA FINAL, LDS presentó, además, el ESTUDIO que sustenta su solicitud de modificación y/o retiro del PI 2021-2025 del Área de Demanda 7.

5.3.1 Retiro y/o Eliminación de Elementos aprobados en el PI 2021-2025

LDS propone retirar del PI 2021-2025, de acuerdo a los numerales 2.3 del Volumen 2 de su PROPUESTA FINAL, los siguientes Elementos. Ver Cuadro 5.3.

Cuadro 5-3
Elementos propuestos para retiro del PI 2021-2025

Elemento	Instalación	Módulo Estándar	Año
Celda de Línea – 60 kV	SET MAT/AT SAN ISIDRO	CE-060COC1ESBLI	2025
Celda de Línea – 60 kV	SET AT/MT LIMATAMBO	CE-060COC1ESBLI	2025

Adicionalmente, de acuerdo al numeral 9.5.2 y 9.7.1 del Volumen 4 de su PROPUESTA INICIAL, LDS solicita dejar sin efecto la Baja de la línea L-657, aprobada en la Modificación del PI 2021-2025, correspondiente al tramo entre la SET Santa Rosa y la Derivación hacia la SET Santa Anita.

6. Análisis de Osinerghmin

Osinerghmin ha evaluado las premisas y cálculos presentados por LDS, tanto en la PROPUESTA INICIAL como en la PROPUESTA FINAL, así como las Opiniones y Sugerencias a la PREPUBLICACIÓN que con respecto al Área de Demanda 7 han sido presentadas y cuyo análisis en detalle se desarrolla en el Anexo A del presente informe. Asimismo, se ha considerado la información que, mediante correos s/n del 24, 29 y 30 de julio de 2020 y Cartas SGP-069/2020, SGP-070/2020 y SGP-072/2020 del 27 y 29 de julio de 2020, y 6 de agosto de 2020, respectivamente, LDS presentó como información complementaria.

En ese sentido, para los casos en los que las observaciones realizadas por Osinerghmin no han sido subsanadas adecuadamente o que la información presentada como subsanación de esas observaciones u opiniones y sugerencias a la PREPUBLICACIÓN no resultan consistentes o no han sido debidamente sustentada, Osinerghmin ha procedido a evaluar la proyección de la demanda y a determinar el sistema eléctrico a remunerar (en adelante “SER”) correspondiente, dentro del marco regulatorio vigente.

Para efectos del presente informe, el análisis efectuado por Osinerghmin y los resultados obtenidos como producto de dicho análisis se denominarán en adelante PROPUESTA Osinerghmin.

A continuación, se presenta un resumen de la PROPUESTA de Osinerghmin, cuyos resultados se encuentran sustentados en los archivos magnéticos que se han elaborado con tal propósito y que han sido publicados en la página Web <http://www.gob.pe/osinerghmin/> - [Ver Referencia 6].

6.1 Revisión de la Demanda

Osinerghmin ha procedido a proyectar la demanda eléctrica del Área de Demanda 7, en estricto cumplimiento del marco normativo vigente y con base en la mejor información disponible, debido a que en el ESTUDIO presentado por LDS se ha evidenciado inconsistencias y/o falta de sustento, entre las cuales se destaca:

- El ajuste final de la proyección de las ventas de energía de Usuarios Regulados no ha seguido los criterios sugeridos por Osinerghmin, conforme a los alcances brindados en la etapa de observaciones.
- LDS no considera las ventas de energía de los sistemas eléctricos de distribución “Yaayos” y “Hongos” como parte del Área de Demanda 7.
- No se ha considerado los Usuarios Libres existentes en MAT, en el Formato “F-113”.
- No se ha presentado la totalidad del sustento documentado para la incorporación de nuevas cargas.

Es del caso resaltar que, en la determinación del Plan de Inversiones en Transmisión, la proyección de la demanda debe cumplir con todos los criterios indicados en el marco normativo.

A continuación, se resume el proceso de la proyección de la demanda eléctrica realizada para el Área de Demanda 7, a nivel de barras, de cada subestación y por sistema eléctrico. En el Anexo B del presente informe se desarrolla la metodología.

6.1.1 Información Base

6.1.1.1 Ventas de energía

Las ventas históricas de energía a Usuarios Regulados correspondiente a 2022 han sido revisadas teniendo como referencia la información de la Base de Datos del SICOM de ese año que dispone Osinergmin en su portal web; y, en relación a los años anteriores se ha tomado los registros históricos de la Modificatoria del Plan de Inversiones en Transmisión del periodo 2021-2025.

En cuanto a las ventas de energía a Usuarios Libres, han sido revisadas sobre la Base de Datos del SICLI que Osinergmin tiene publicado en su portal web.

6.1.1.2 Variables explicativas

En la proyección de ventas de energía a Usuarios Regulados bajo el método econométrico se consideró como variables explicativas: el PBI, Población, número de clientes y la tarifa real promedio.

6.1.2 Proyección Ventas - Usuarios Regulados

Conforme a la NORMA TARIFAS, la proyección de ventas de energía a Usuarios Regulados se realiza considerando métodos tendenciales y econométricos. La información histórica considerada en tales proyecciones comprende hasta el año 2022 (Año Base).

6.1.3 Proyección Ventas - Usuarios Libres

De acuerdo a la NORMA TARIFAS, la proyección de ventas de energía a Usuarios Libres se realiza con lo informado por los propios Usuarios Libres en encuestas efectuadas por los suministradores.

En caso, los Usuarios Libres existentes no presenten ni sustenten un incremento de carga a partir del año 2023, se considerará el valor del consumo histórico del año 2022 – según la información de la Base de Datos del SICLI – como constante hasta el último año de proyección.

6.1.4 Demandas Nuevas e Incorporadas

De tratarse de nuevas cargas en bloque, estas son incorporadas a la proyección global de la demanda, siempre y cuando hayan sido debidamente sustentadas, así lo señala la NORMA TARIFAS.

En efecto, para que una carga nueva sea considerada una Demanda Incorporada en un Área de Demanda, debe ser consignada por los TITULARES a través de una factibilidad de suministro, cuya documentación debe haber sido aprobada por Osinergmin, conforme los criterios descritos en el ítem B.3.2.2 del Anexo B “Metodología para la Proyección de la Demanda”.

En el Área de Demanda 7, LDS en su PROPUESTA FINAL, ha consignado como Demanda Incorporada un total de 78 cargas nuevas, de las cuales 47 no fueron aprobadas por Osinergmin para la proyección de la demanda, debido a que no contaban con el sustento documentado como lo señala la NORMA TARIFAS.

En la etapa de opiniones y sugerencias a la PREPUBLICACIÓN, LDS presentó un sustento adicional para 17 cargas incorporadas que fueron evidenciadas en

su PROPUESTA FINAL, de las cuales 3 no están siendo consideradas por Osinergmin para la proyección de la demanda, debido a que no contaban con el sustento documentado conforme lo señala la NORMA TARIFAS.

Por tanto, en el Plan de Inversiones en Transmisión 2025-2029 y conforme al sustento presentado por LDS, se ha aprobado 45 cargas nuevas como Demanda Incorporada porque cumplen con los criterios y formalidad que se señala en la NORMA TARIFAS.

En el Cuadro 6.1 se muestra la relación de cargas nuevas consideradas en la proyección de la demanda del Área de Demanda 7.

Cuadro 6.1
Máxima Demanda de Potencia No Coincidente de las Demandas Nuevas o Incorporadas (MW)

SET	BARRA	(kV)	USUARIO	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
SAN BARTOLO	SBART23	22,9	PROVISUR	0,6	1,2	2,4	3,6	4,9	6,1	6,1
INGENIEROS	INGEN60	60	METRO DE LINEA LIMA 2	1,9	3,7	7,4	11,1	14,8	18,6	18,6
INDUSTRIALES	INDUS60	60	METRO DE LINEA LIMA 2 ETAPA 1B	2,1	4,2	8,4	12,5	16,7	20,9	20,9
CHILCA	CHILCA23	22,9	ACEROS CHILCA (AMPLIACION)	0,4	0,7	1,4	2,2	2,9	3,6	3,6
ALTO PRADERAS	ALTOP23	22,9	OWENS ILLINOIS PERÚ S.A.	1,5	2,9	5,8	8,8	11,7	14,6	14,6
INGENIEROS	INGEN23	22,9	CREDITEX -ATE (Ampliación)	0,1	0,2	0,5	0,7	0,9	1,1	1,1
ALTO PRADERAS	ALTOP23	22,9	Ecopacking 2 (Ampliación)	-	0,2	0,4	0,6	0,8	1,0	1,0
HUACHIPA	HCHIP10	10	CBC MANUFACTURA (Ampliación)	0,4	0,8	1,5	2,3	3,1	3,9	3,9
LOS SAUCES	LS10	10	FUNFERSA - FERROSA (Ampliación)	0,3	0,5	1,0	1,5	2,0	2,5	2,5
ALTO PRADERAS	ALTOP23	22,9	ARIS INDUSTRIAL 2 (Ampliación)	-	0,2	0,4	0,7	0,9	1,1	1,1
VERTIENTES	VT23	22,9	ESMERALDA CORP (Ampliación)	-	0,8	1,7	2,5	3,4	4,2	4,2
LAS PRADERAS	PRADE23	22,9	SAN FERNANDO - PLANTA LURIN (Ampliación)	0,1	0,1	0,3	0,4	0,6	0,7	0,7
MONTEERRICO	MRICO23	22,9	UNIVERSIDAD DE LIMA (Ampliación)	0,2	0,4	0,7	1,1	1,5	1,8	1,8
CHILCA	CHILCA23	22,9	Inmobiliaria La Chutana S.A.C.	1,0	1,9	3,8	5,7	7,7	9,6	9,6
HUACHIPA	HCHIP23	22,9	CUEVA LOPEZ, Luis Alfonso	0,2	0,3	0,6	0,9	1,3	1,6	1,6
HUACHIPA	HCHIP23	22,9	Exportadora Romex S.A. - 1797623	0,1	0,3	0,5	0,8	1,0	1,3	1,3
ALTO PRADERAS	ALTOP23	22,9	SIKA Perú S.A.C.	0,2	0,3	0,7	1,0	1,4	1,7	1,7
SAN VICENTE	CAÑET23	22,9	Westfalia Fruit Perú S.A.C.	0,1	0,2	0,4	0,5	0,7	0,9	0,9
ÑAÑA	NANA10	10	Industrias del Papel S.A. - 1417847	0,1	0,2	0,4	0,6	0,8	1,0	1,0
ÑAÑA	NANA10	10	Industrias del Papel S.A. - 197223	0,1	0,2	0,3	0,5	0,7	0,8	0,8
SANTA ANITA	SANIT23	22,9	Inversiones Plastic Felix E.I.R.L. - 1980948	0,1	0,1	0,2	0,4	0,5	0,6	0,6
HUACHIPA	HCHIP23	22,9	Inka Tubos	0,1	0,1	0,3	0,4	0,5	0,7	0,7
SANTA CLARA	SCLAR23	22,9	Mega Empack S.A.C. - 1561369	0,1	0,2	0,5	0,7	1,0	1,2	1,2
CHILCA	CHILCA23	22,9	Fundición Chilca - 2098223	1,1	2,2	4,4	6,6	8,8	11,0	11,0
ÑAÑA	NANA10	10	SEDAPAL - PTAR CARAPONGO - 947847	-	-	0,8	1,2	1,6	2,0	2,0
HUACHIPA	HCHIP23	22,9	Ladrillos Delta S.A.	0,1	0,2	0,4	0,6	0,8	1,0	1,0
CHILCA	CHILCA23	22,9	Suministros Fermar S.A.C.	0,1	0,2	0,3	0,5	0,7	0,8	0,8
SANTA CLARA	SCLAR10	10	Arena, Piedra y Afirmado S.A.C.	0,1	0,2	0,4	0,6	0,8	1,0	1,0
ALTO PRADERAS	ALTOP23	22,9	SEDAPAL // CONSORCIO HYSACOMESA S.A.C. Cámara CDP-06	-	-	0,8	1,2	1,7	2,1	2,1
ALTO PRADERAS	ALTOP23	22,9	GTD Perú	-	-	0,8	1,2	1,5	1,9	1,9
MONTEERRICO	MRICO10	10	Clínica San Pablo S.A.C.	-	-	0,2	0,4	0,5	0,6	0,6
HUACHIPA	HCHIP23	22,9	Cartones Villa Marina S.A. CARVIMSA - 1550769	0,4	0,9	1,7	2,6	3,5	4,3	4,3

SET	BARRA	(kV)	USUARIO	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
ALTO PRADERAS	ALTOP23	22,9	CERÁMICA SAN LORENZO S.A.C. - 1668943	-	-	0,7	1,1	1,5	1,8	1,8
ALTO PRADERAS	ALTOP23	22,9	Megacentro Industriales Sur S.A.C.	-	-	1,5	2,3	3,1	3,9	3,9
HUACHIPA	HCHIP23	22,9	Jeshua Adonai S.A.C.	-	0,2	0,4	0,6	0,8	1,0	1,0
HUACHIPA	HCHIP23	22,9	SANDOVAL COLLANTES, Jorge Luis	-	0,2	0,4	0,6	0,8	1,0	1,0
ALTO PRADERAS	ALTOP23	22,9	Inmobiliaria Almonte S.A.C.	-	1,2	2,4	3,6	4,8	6,0	6,0
CHILCA	CHILCA23	22,9	Nova Perú	-	0,2	0,4	0,6	0,8	1,0	1,0
CHILCA	CHILCA23	22,9	SACEM Equipos y Maquinarias Industriales S.A.	-	0,4	0,8	1,2	1,6	2,0	2,0
ALTO PRADERAS	ALTOP23	22,9	UNICON	-	-	0,6	0,9	1,2	1,5	1,5
ALTO PRADERAS	ALTOP23	22,9	SOPRIN	-	-	0,3	0,5	0,6	0,8	0,8
CHILCA	CHILCA23	22,9	PEDRO BENTIN DONOFRIO	-	-	0,3	0,5	0,6	0,8	0,8
CHILCA	CHILCA23	22,9	Técnica Avícola S.A.	-	0,2	0,4	0,6	0,8	1,0	1,0
CHILCA	CHILCA23	22,9	FRY CISNEROS, Cesar	-	-	2,0	3,0	4,0	5,0	5,0
ALTO PRADERAS	ALTOP23	22,9	Cirion Technologies Perú S.A.	-	4,0	8,0	12,0	16,0	20,0	20,0

Fuente: Formato F-116 de Osinerghmin

La evaluación de cada solicitud de demanda nueva, aprobada o no, por Osinerghmin para la proyección de la demanda, se encuentra en el archivo MS Excel del Formato de demanda "F-100", ver hoja "Factibilidades LDS".

6.1.5 Proyección Global

Una vez integrada la proyección de la demanda de los Usuarios Regulados y de los Usuarios Libres (existente y nueva), a nivel de barras y por nivel de tensión; se obtiene la proyección global de la demanda del Área de Demanda 7 y por nivel de tensión. Ver Cuadro 6.2.

Cuadro 6.2
Proyección Global de la Demanda – Área de Demanda 7 (GWh)

Año	MAT	AT	MT	Total
2022	1 434,70	445,11	9 686,29	11 566,10
2023	1 434,70	457,36	9 868,53	11 760,59
2024	1 434,70	469,62	10 089,95	11 994,27
2025	1 434,70	494,12	10 391,41	12 320,24
2026	1 434,70	518,63	10 703,08	12 656,42
2027	1 434,70	543,13	11 020,71	12 998,54
2028	1 434,70	567,64	11 344,46	13 346,80
2029	1 434,70	567,64	11 551,23	13 553,58
2030	1 434,70	567,64	11 680,29	13 682,63
2031	1 434,70	567,64	11 811,65	13 813,99
2032	1 434,70	567,64	11 945,36	13 947,70
2033	1 434,70	567,64	12 081,45	14 083,80
2034	1 434,70	567,64	12 219,98	14 222,33

Notas:

- (1) Formato F-119 (F-109 y F-115) de Osinerghmin.
- (2) La Tasa de Crecimiento (TC) correspondiente al período 2022-2034 asciende a 1,74%.
- (3) La TC promedio de la demanda a nivel de MT en el período 2022-2034 es 1,96%.

6.1.6 Máxima Demanda Coincidente a nivel Sistema Eléctrico

La Máxima Demanda Coincidente a nivel de Sistema Eléctrico (en MW) ha sido determinada en cumplimiento del marco normativo vigente y con base a la información disponible.

Una vez proyectadas y ajustadas las ventas de energía se aplicaron los porcentajes de pérdidas en Baja y Media Tensión, lográndose así estimar la demanda de energía de los Usuarios Regulados.

Luego, con fines de proyectar la demanda por subestaciones, se ha empleado los siguientes cinco factores de caracterización: el Factor de Contribución a la Punta (FCP), el Factor de Simultaneidad (FS), el Factor de Carga (FC), el Factor de participación en potencia a la hora de la Máxima Demanda del Sistema Eléctrico (FPHMS) y el Factor de participación en energía respecto de la demanda total del Área de Demanda (FPMWHS).

Finalmente, considerando la metodología señalada en los numerales 6.1.3 y 6.1.4 del presente informe, se ha desarrollado la proyección de demanda de los Usuarios Libres y Demanda Incorporada.

En el Cuadro 6.3 se muestra la Máxima Demanda Coincidente a nivel Sistema Eléctrico del Área de Demanda 7 por Subestación y nivel de tensión.

Cuadro 6.3
Máxima Demanda Coincidente a Nivel Sistema Eléctrico
Proyección de la Demanda del Área de Demanda 7 (MW)

SUBESTACIÓN	Tensión	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
BALNEARIOS	10	80,9	82,8	84,6	86,6	89,0	91,4	93,9	96,5	98,1	99,7	101,4	103,1	104,8
BALNEARIOS	22,9	6,0	6,1	6,1	6,2	6,2	6,3	6,3	6,4	6,4	6,5	6,5	6,6	6,6
BARRANCO	10	54,6	55,8	57,0	58,4	59,9	61,5	63,2	64,9	66,0	67,1	68,2	69,3	70,4
BUJAMA	10	8,5	8,7	8,9	9,0	9,3	9,5	9,7	10,0	10,1	10,3	10,4	10,6	10,7
BUJAMA	22,9	10,4	10,5	10,6	10,7	10,9	11,0	11,2	11,3	11,4	11,5	11,6	11,7	11,8
CHORRILLOS	10	40,9	41,7	42,5	43,4	44,4	45,5	46,6	47,7	48,4	49,1	49,9	50,6	51,4
CHORRILLOS	22,9	19,9	20,1	20,3	20,6	20,8	21,1	21,4	21,7	21,8	22,0	22,2	22,4	22,6
CHOSICA	10	9,7	9,9	10,2	10,4	10,7	11,0	11,3	11,6	11,7	11,9	12,1	12,3	12,5
GALVEZ	10	52,4	53,5	54,6	55,8	57,2	58,6	60,1	61,6	62,5	63,5	64,5	65,5	66,5
HUACHIPA	10	37,0	37,9	38,8	40,1	41,4	42,8	44,2	45,0	45,6	46,1	46,7	47,3	47,9
HUACHIPA	22,9	36,3	37,2	38,2	40,0	41,7	43,5	45,3	45,6	45,8	46,0	46,2	46,5	46,7
INGENIEROS	10	25,4	25,8	26,2	26,6	27,1	27,6	28,2	28,7	29,1	29,4	29,8	30,1	30,5
INGENIEROS	22,9	33,2	33,5	33,9	34,3	34,8	35,3	35,8	36,1	36,3	36,5	36,7	36,9	37,1
LIMATAMBO	10	46,1	46,9	47,8	48,7	49,7	50,8	52,0	53,1	53,8	54,6	55,3	56,1	56,9
LIMATAMBO	22,9	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0	12,0
LURÍN	10	21,2	21,6	22,0	22,5	23,0	23,5	24,0	24,6	25,0	25,3	25,7	26,1	26,4
LURÍN	22,9	31,6	31,6	31,7	31,7	31,7	31,8	31,8	31,9	31,9	31,9	32,0	32,0	32,0
ÑAÑA	10	31,9	32,6	33,3	34,6	35,8	37,1	38,3	39,1	39,6	40,1	40,6	41,1	41,7
NEYRA	10	71,0	72,4	73,9	75,5	77,3	79,2	81,1	83,1	84,4	85,7	87,0	88,3	89,6
NEYRA	22,9	6,1	6,1	6,2	6,3	6,4	6,5	6,5	6,6	6,7	6,8	6,8	6,9	6,9
PACHACAMAC	10	27,9	28,6	29,3	30,0	30,9	31,7	32,6	33,6	34,2	34,8	35,4	36,0	36,6
LA PLANICIE	10	28,5	29,1	29,8	30,4	31,2	32,0	32,8	33,7	34,2	34,8	35,3	35,9	36,5
LAS PRADERAS	10	10,0	10,2	10,4	10,6	10,8	11,1	11,3	11,6	11,8	11,9	12,1	12,3	12,5
LAS PRADERAS	22,9	50,3	50,6	50,9	51,2	51,6	52,0	52,4	52,7	52,9	53,1	53,3	53,5	53,8
PUENTE	10	75,1	76,1	77,1	78,1	79,3	80,5	81,8	83,1	84,0	84,8	85,7	86,5	87,4
PUENTE	22,9	8,7	8,7	8,8	8,8	8,9	8,9	9,0	9,1	9,1	9,1	9,2	9,2	9,3
SALAMANCA	10	50,2	51,1	52,1	53,1	54,3	55,5	56,8	58,1	59,0	59,8	60,6	61,5	62,4
SANTA ANITA	10	27,6	28,2	28,9	29,5	30,3	31,1	31,9	32,8	33,3	33,9	34,4	35,0	35,6

SUBESTACIÓN	Tensión	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
SANTA ANITA	22,9	27,6	27,8	28,0	28,2	28,5	28,7	29,0	29,3	29,5	29,6	29,8	30,0	30,2
SAN BARTOLO	10	6,0	6,2	6,3	6,5	6,6	6,8	7,0	7,2	7,3	7,4	7,5	7,7	7,8
SAN BARTOLO	22,9	0,8	0,8	0,8	0,9	0,9	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
SAN ISIDRO	10	44,2	45,2	46,2	47,3	48,5	49,8	51,1	52,5	53,4	54,2	55,1	56,0	57,0
SAN ISIDRO	22,9	10,9	11,0	11,1	11,3	11,4	11,6	11,8	11,9	12,0	12,1	12,3	12,4	12,5
SAN JUAN	10	27,8	28,4	29,1	29,8	30,7	31,5	32,4	33,3	33,9	34,5	35,1	35,7	36,3
SURCO	10	0,8	0,8	0,9	0,9	0,9	0,9	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,1	1,1
VILLA MARÍA	10	34,4	35,3	36,1	37,0	38,0	39,1	40,2	41,3	42,0	42,8	43,5	44,2	45,0
VILLA MARÍA	22,9	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4
VILLA EL SALVADOR	10	25,5	26,1	26,7	27,3	28,1	28,9	29,7	30,5	31,0	31,5	32,1	32,6	33,1
MONTEERRICO	10	17,6	18,0	18,3	18,9	19,4	20,0	20,5	21,0	21,4	21,7	22,0	22,3	22,7
MONTEERRICO	22,9	37,5	37,9	38,4	39,1	39,7	40,5	41,2	41,7	42,0	42,3	42,7	43,0	43,4
SANTA CLARA	10	14,4	14,8	15,2	15,6	16,1	16,7	17,2	17,6	17,9	18,2	18,4	18,7	19,0
SANTA CLARA	22,9	23,7	24,0	24,3	24,5	24,9	25,2	25,6	25,9	26,2	26,4	26,6	26,9	27,1
CHILCA	10	5,8	6,0	6,1	6,3	6,4	6,6	6,8	7,0	7,1	7,2	7,4	7,5	7,6
CHILCA	22,9	23,5	25,1	27,1	32,1	36,4	40,7	45,0	45,1	45,1	45,2	45,2	45,2	45,3
SAN MATEO	10	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
SAN MATEO	22,9	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
CENTRAL	10	29,5	30,2	30,8	31,4	32,2	33,0	33,9	34,7	35,2	35,8	36,3	36,9	37,5
CENTRAL	22,9	15,7	15,9	16,2	16,4	16,7	17,1	17,4	17,8	18,0	18,2	18,4	18,7	18,9
ALTO PRADERAS	22,9	24,8	26,3	31,5	41,3	49,4	57,6	65,8	66,1	66,2	66,4	66,5	66,7	66,8
MANCHAY	10	9,1	9,4	9,6	9,8	10,1	10,4	10,7	11,0	11,2	11,4	11,6	11,9	12,1
MANCHAY	22,9	6,1	6,2	6,3	6,4	6,6	6,7	6,9	7,0	7,1	7,2	7,3	7,5	7,6
LOS SAUCES	10	22,9	23,3	23,7	24,2	24,8	25,3	25,9	26,4	26,6	26,9	27,2	27,5	27,8
SAN LUIS	10	19,7	20,2	20,7	21,2	21,8	22,5	23,1	23,8	24,2	24,6	25,1	25,5	26,0
SAN MIGUEL	22,9	9,6	9,7	9,8	9,9	10,0	10,1	10,2	10,4	10,5	10,5	10,6	10,7	10,8
PACHACUTEC	10	12,2	12,5	12,8	13,1	13,4	13,8	14,2	14,6	14,8	15,1	15,3	15,6	15,9
PROGRESO	10	19,8	20,2	20,6	21,0	21,5	22,0	22,6	23,1	23,4	23,8	24,1	24,5	24,9
VERTIENTES	10	12,0	12,3	12,5	12,8	13,1	13,4	13,7	14,1	14,3	14,5	14,7	15,0	15,2
VERTIENTES	22,9	12,8	12,8	13,5	14,2	14,9	15,6	16,3	16,3	16,3	16,3	16,3	16,3	16,3
SAN VICENTE	10	24,7	25,3	25,9	26,5	27,3	28,1	28,8	29,7	30,2	30,7	31,2	31,8	32,3
SAN VICENTE	22,9	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0
BALNEARIOS	60	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
PUENTE	60	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4	4,4
ÑAÑA	60	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
SAN JUAN	60	61,1	61,1	61,1	61,1	61,1	61,1	61,1	61,1	61,1	61,1	61,1	61,1	61,1
INGENIEROS	60	1,0	1,5	2,1	3,1	4,2	5,3	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4	6,4
INDUSTRIALES	60	0,0	1,3	2,6	5,1	7,7	10,2	12,8	12,8	12,8	12,8	12,8	12,8	12,8
CAJAMARQUILLA	220	183,5	183,5	183,5	183,5	183,5	183,5	183,5	183,5	183,5	183,5	183,5	183,5	183,5
CAJAMARQUILLA	30	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6
TOTAL		1 701	1 730	1 766	1 814	1 864	1 915	1 967	1 999	2 020	2 041	2 062	2 084	2 106

Fuente: Formato F-121 de Osinergmin.

En el Cuadro 6.4 y los Gráficos 6.1 y 6.2 se presenta la comparación de las proyecciones según Osinergmin, PROPUESTA FINAL y PROPUESTA INICIAL de LDS.

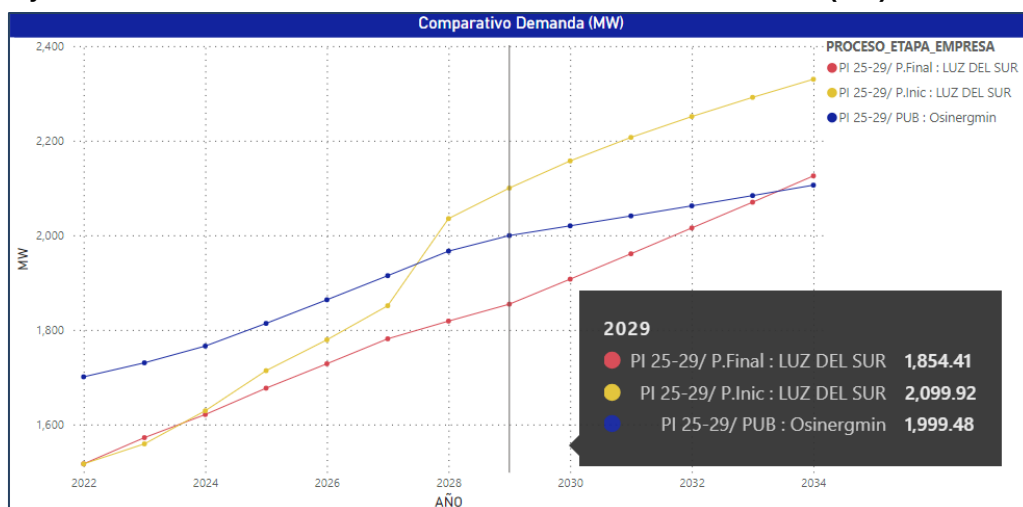
Cuadro 6.4
Proyección de la Máxima Demanda Coincidente a Nivel Sistema Eléctrico (MW)

Año	Osinergmin	PROPUESTA FINAL LUZ DEL SUR	PROPUESTA INICIAL LUZ DEL SUR
2022	1700,78	1 516,75	1 516,73
2023	1730,42	1 572,22	1 559,03

Año	Osinerghmin	PROPUESTA FINAL LUZ DEL SUR	PROPUESTA INICIAL LUZ DEL SUR
2024	1765,85	1 621,04	1 629,05
2025	1813,75	1 676,81	1 713,81
2026	1863,71	1 728,41	1 779,04
2027	1914,63	1 781,19	1 851,11
2028	1966,52	1 818,64	2 035,33
2029	1999,48	1 854,41	2 099,92
2030	2020,05	1 907,32	2 157,28
2031	2040,98	1 960,95	2 207,05
2032	2062,29	2 015,51	2 251,13
2033	2083,98	2 069,99	2 291,64
2034	2106,06	2 125,60	2 329,93
TC	1,8%	2,9%	3,6%

Fuente: Formato F-121

Gráfico 6.1
Proyección de la Máxima Demanda Coincidente a nivel Sistema Eléctrico (MW) – Demanda total

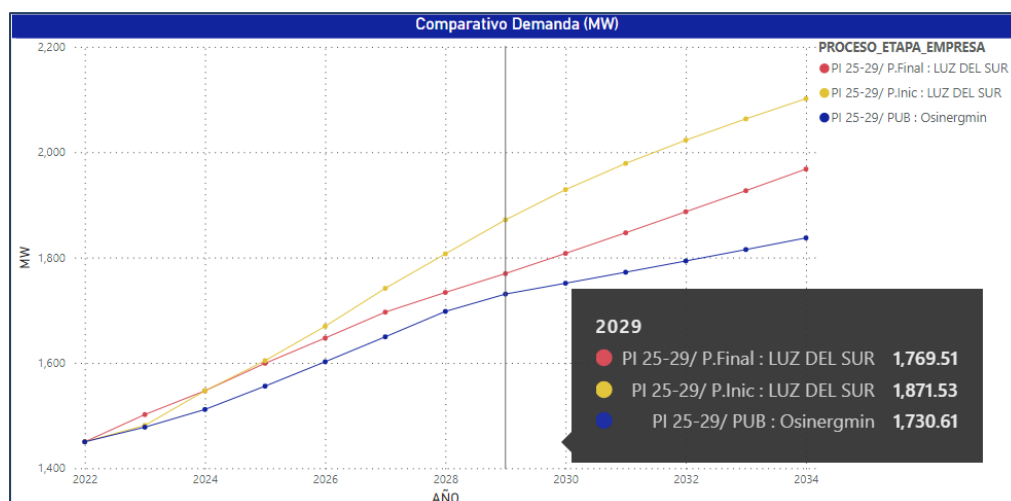


Fuente: Formato F-121 de Osinerghmin, PROPUESTA FINAL y PROPUESTA INICIAL de LUZ DEL SUR.

Notas:

- (1) Incluye el Total en MT, AT y MAT.
- (2) La diferencia de la proyección de la demanda respecto a la propuesta de LUZ DEL SUR, se debe principalmente a los Usuarios Libres en MAT que se encuentran alimentados de la barra de Cajamarquilla 220 kV.

Gráfico 6.2
Proyección de la Máxima Demanda Coincidente a nivel Sistema (MW) – Demanda en MT



Fuente: Formato F-121 de Osinerghmin, PROPUESTA FINAL y PROPUESTA INICIAL de LUZ DEL SUR.

Para fines comparativos, se muestra la proyección de demanda a nivel de Media Tensión (MT).

6.2 Planeamiento de la Transmisión

Osinerghmin ha procedido a determinar el Plan de Inversiones del Área de Demanda 7, en estricto cumplimiento del marco normativo vigente y con base a la mejor información disponible, debido a que en el estudio presentado por LDS se advierte lo siguiente:

- En las alternativas analizadas, no se evaluó mejoras en el sistema de transmisión actual, tales como ampliaciones de subestaciones existentes, reforzamientos de Líneas de Transmisión existentes, etc., en comparación con alternativas de nuevos puntos de inyección.
- No se realiza una correcta redistribución de la demanda, a fin de aprovechar las instalaciones mediante la aplicación de medidas alternativas a la construcción de nuevas instalaciones, tales como: rotación de transformadores, traslado de cargas entre subestaciones, traslado de cargas entre circuitos de transmisión, entre otros. Los TITULARES de esta Área de Demanda, al no considerar ese criterio, incumplen con el numeral 12.1.8.f de la NORMA TARIFAS.
- En las alternativas analizadas, no se evaluó correctamente la implementación de tramos aéreos en las nuevas Líneas de Transmisión propuestas.
- No se ha efectuado criterios eficientes para la determinación del modelo de reserva de transformación en función de la información presentada en los formatos y cálculos justificativos.

6.2.1 Consideraciones

Además de los criterios establecidos en la NORMA TARIFAS para la definición de las nuevas instalaciones que formarán parte de los SCT a ser pagados por la demanda, para el planeamiento de la expansión de la transmisión se ha tenido en cuenta los siguientes aspectos:

- Como parte de la optimización del uso de las instalaciones existentes se considera la rotación de transformadores, la transferencia de carga entre Subestaciones, antes de añadir instalaciones o equipamiento adicional,

siempre que estas soluciones resulten más eficientes que la construcción de nuevas instalaciones.

- La proyección espacial de la potencia permite identificar el nivel de sobrecarga que puede experimentar cada devanado de los transformadores de las Subestaciones durante el Horizonte de Estudio, permitiendo ello prever una eficiente rotación de transformadores (teniendo presente sus características para definir si pueden operar en paralelo o con barras separadas en el lado secundario), antes de optar por nuevas inversiones en transformación.
- Para la previsión de nuevas líneas de transmisión y nuevos transformadores de potencia, se consideran como base las características y tamaños de los módulos estándares aprobados por Osinergmin.
- Mediante la redistribución de la máxima demanda de la Subestaciones, se determina la ubicación, el tamaño y la oportunidad de ingreso de los transformadores, previo a las simulaciones eléctricas en el Horizonte de Estudio.
- Las líneas de transmisión se dimensionan considerando los máximos valores de potencia que fluyen a través de las mismas, bajo las peores condiciones desde el punto de vista de la demanda.
- Las Líneas de Transmisión planteadas por criterio de confiabilidad N-1, fueron analizadas con tramos aéreos y subterráneos.
- Se toma como base la topología del sistema existente al 31 de diciembre de 2022 y las instalaciones construidas y/o se prevé su puesta en servicio antes de mayo de 2025, sin que esto signifique necesariamente la validación de aquellas que no están consideradas en el Plan de Inversiones vigente.
- La configuración de barras de las nuevas Subestaciones, es la que resulte necesaria para la operación del sistema integral.
- Se ha analizado el sistema de transmisión para los años del 2025 al 2034.

6.2.2 Diagnóstico de la situación Actual

La determinación de las condiciones en las que actualmente opera el sistema permite establecer una base a partir de la cual se inicia el proceso de planeamiento del desarrollo futuro de las instalaciones de transmisión.

Para este fin se utilizan los resultados de la proyección de la demanda a nivel de Subestaciones, para realizar un balance entre la potencia instalada existente en las Subestaciones y sus demandas proyectadas correspondientes. De esta manera, se identifica la situación actual y el nivel de sobrecarga que pueden experimentar las Subestaciones en el futuro. Cabe señalar que, según la información reportada por LDS, las instalaciones del SST y SCT del Área de Demanda 7 a diciembre de 2022, son las que figuran en el Anexo D.

Teniendo en cuenta la información existente del sistema de transmisión, se procedió a identificar las Subestaciones existentes que superan la capacidad de diseño mediante el formato "F-202"; para este fin se utilizan los resultados de la proyección de la demanda no coincidente (MVA) por barra, donde a partir de los balances entre la potencia instalada existente en las subestaciones y sus demandas proyectadas correspondientes en el Horizonte de Estudio, se logró identificar la situación actual y el nivel de sobrecarga que experimentarán las subestaciones en el futuro.

Con los resultados del diagnóstico de flujo de potencia y el formato “F-202”, se puede concluir que, con la implementación de los proyectos aprobados en PI 2021-2025 para el Área de Demanda 7, estos solucionan gran parte de las sobrecargas presentadas en las subestaciones existentes; sin embargo, aún se observan sobrecargas al año 30, entre las subestaciones que presentan sobrecargas en los primeros años del Horizonte de Estudio se tiene a la SET Ñaña.

a) Sobrecarga en Transformadores

Los Transformadores de Potencia de dos (2) y tres (3) devanados en riesgo de presentar sobrecarga en el año 2029 se muestran en el Cuadro 6.5.

Cuadro 6.5
Sobrecarga de Transformadores de dos y tres devanados

Nombre	Lado HV Barras	Factor de Utilización
Chilca TR2	60	1,07
Huachipa TR2	60	1,08
Ñaña TR1	60	1,17
Alto Pradera TR1	60	1,52

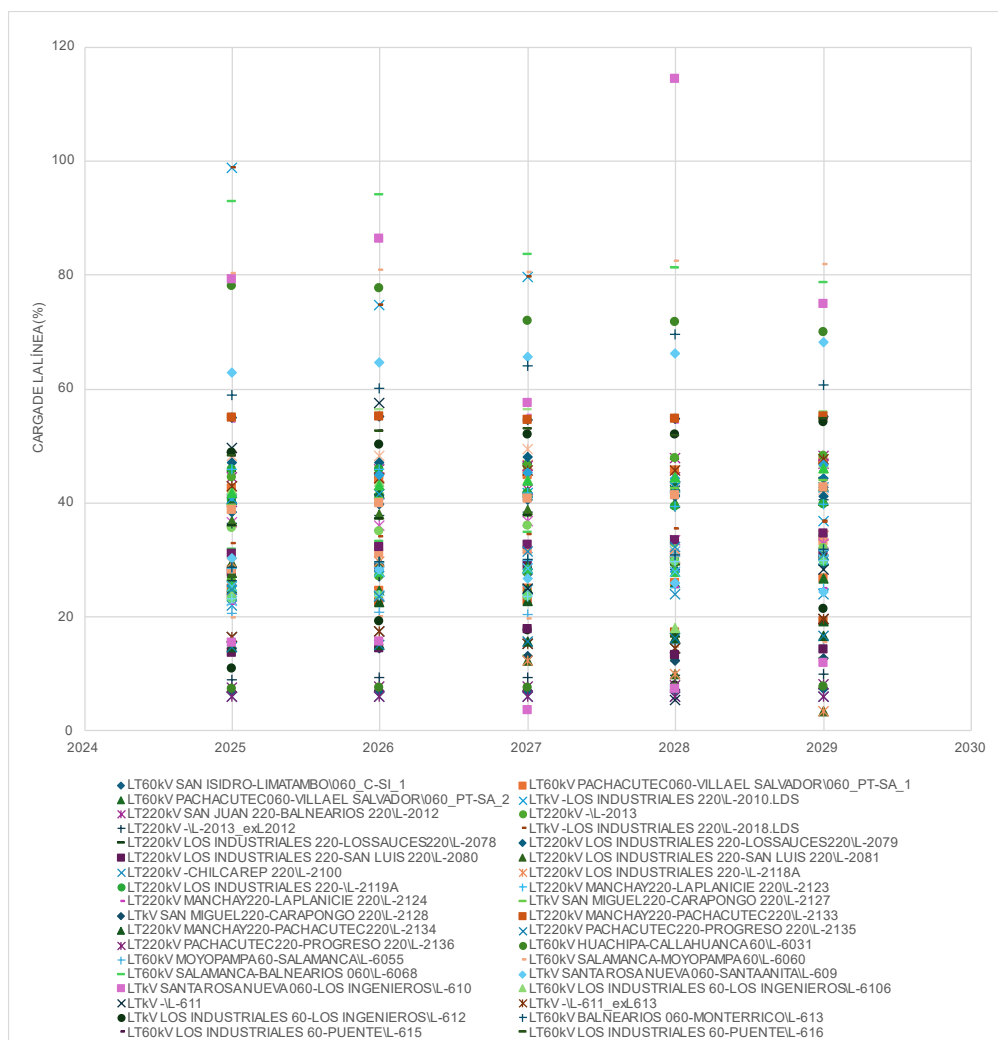
Fuente: F-202 de Osinergmin

Adicionalmente, se observa que el Transformador TR1 de la STE Monterrico presenta una cargabilidad de 98% al año 2029.

b) Sobrecarga en líneas de transmisión y perfiles de tensión

Respecto a la congestión en las Líneas de Transmisión, así como los perfiles de tensión en el sistema eléctrico del Área de Demanda 7, fueron determinados mediante simulaciones de flujos de potencia con el software DIgSILENT (.pfd) hasta el año 2029; para ello se tuvo en cuenta los parámetros de las instalaciones existentes reportadas por las concesionarias y la información disponible recabada por Osinergmin. La demanda utilizada para este fin corresponde a la Máxima Demanda Coincidente a nivel sistema eléctrico. Los resultados obtenidos producto de la evaluación se muestran en el Gráfico 6.3. Respecto a las líneas de transmisión, no hay mayores dificultades en el periodo 2025-2029.

Gráfico 6.3
Cargabilidad en las líneas de transmisión (%)

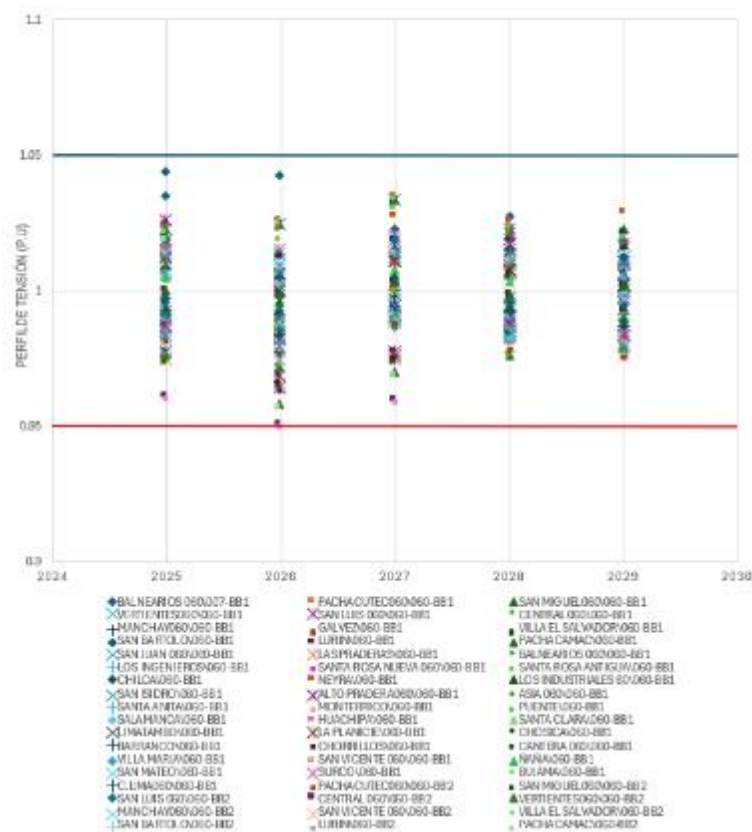


Fuente: Osinerghmin

Nota: Conforme se observa en el gráfico anterior, las Líneas de Transmisión presentan cargabilidad menores a 100%.

Con respecto a los perfiles de tensión, se aprecia que todas las barras se encuentran dentro rango de mínima tensión y el rango máximo. Por tanto, cumplen con las tolerancias requeridas para los años de proyección 2025 – 2029, conforme se observa en el Gráfico 6.4.

Gráfico 6.4
Perfil de tensiones (p.u)



Fuente: Osinergmin
Nota: Las barras mostradas en la gráfica anterior se encuentran dentro de los límites permitidos (0,95 y 1,05 p.u.).

c) Corrientes de cortocircuito en barras 220, 60, 23 y 10kV

En el Cuadro 6.6 y el Gráfico 6.5, se muestran que los niveles de cortocircuito de las barras del Área de Demanda 7 se mantienen en niveles adecuados en las alternativas evaluadas. Se observa que en el nivel de Media Tensión la corriente de cortocircuito no supera los 25 kA.

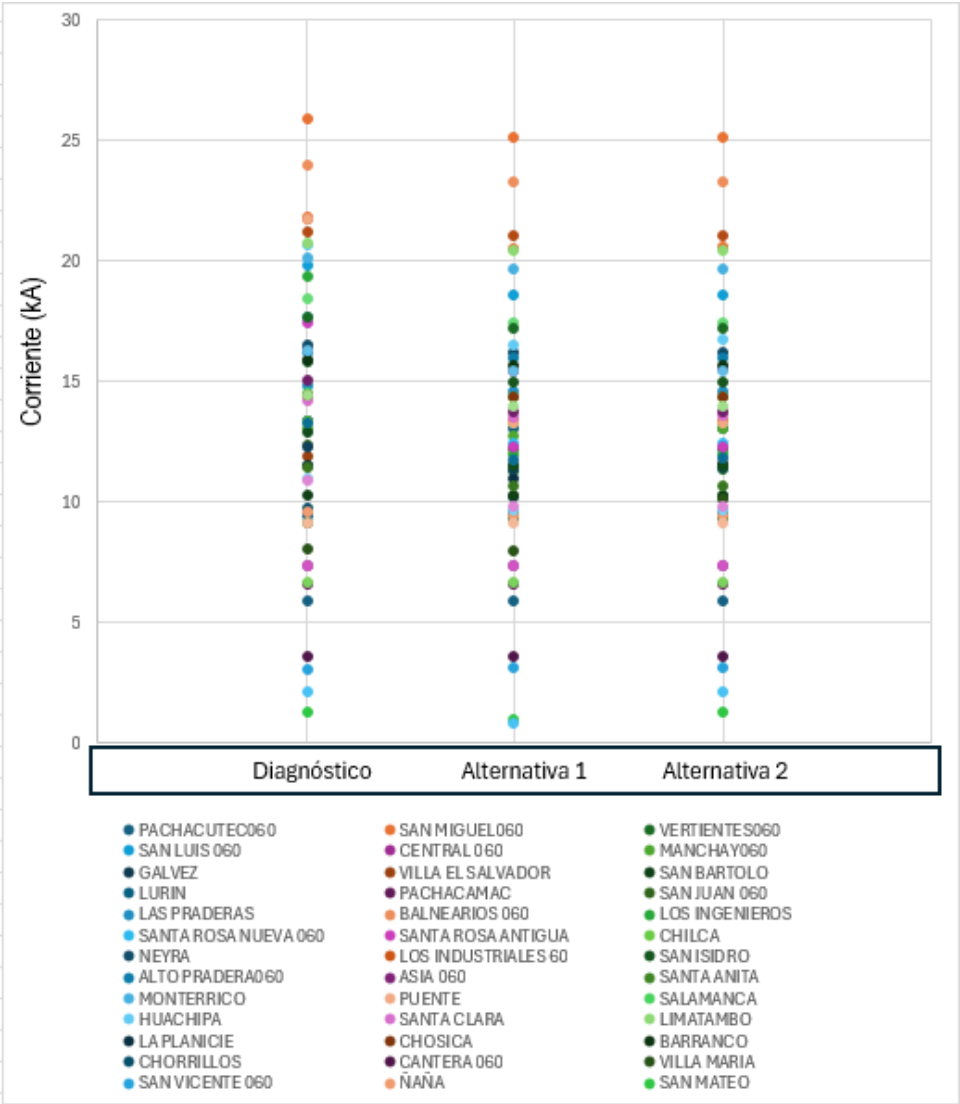
Cuadro 6.6
Niveles de Cortocircuitos de diferentes barras 220 y 60kV al año 2025

N°	Barra	Icc (kA) año 2029		
		Diag	Alt 1	Alt 2
1	PACHACUTEC060	13,38	13,00	13,02
2	SAN MIGUEL060	21,78	20,52	20,60
3	VERTIENTES060	11,56	11,28	11,29
4	SAN LUIS 060	19,84	18,59	18,61
5	CENTRAL 060	16,33	15,48	15,49
6	MANCHAY060	13,02	12,69	13,00
7	GALVEZ	13,39	10,16	10,16
8	VILLA EL SALVADOR	11,85	11,56	11,57
9	SAN BARTOLO	10,34	10,27	10,27
10	LURIN	9,43	9,36	9,36
11	PACHACAMAC	6,61	6,55	6,55
12	SAN JUAN 060	12,35	12,17	12,17
13	LAS PRADERAS	14,76	14,60	14,60
14	BALNEARIOS 060	23,93	23,32	23,32

N°	Barra	Icc (kA) año 2029		
		Diag	Alt 1	Alt 2
15	LOS INGENIEROS	19,35	11,96	11,97
16	SANTA ROSA NUEVA 060	17,72	12,48	12,48
17	SANTA ROSA ANTIGUA	17,36	12,30	12,30
18	CHILCA	13,35	13,27	13,27
19	NEYRA	16,43	16,14	16,14
20	LOS INDUSTRIALES 60	21,74	13,35	13,36
21	SAN ISIDRO	15,77	14,97	14,99
22	ALTO PRADERA060	16,16	15,97	15,97
23	ASIA 060	7,32	7,30	7,30
24	SANTA ANITA	9,09	9,35	9,33
25	MONTERRICO	20,07	19,67	19,67
26	PUENTE	21,66	13,32	13,33
27	SALAMANCA	14,46	14,30	14,30
28	HUACHIPA	20,64	16,48	16,71
29	SANTA CLARA	14,24	13,49	13,54
30	LIMATAMBO	20,81	20,35	20,35
31	LA PLANICIE	11,55	10,95	11,54
32	CHOSICA	14,38	14,30	14,31
33	BARRANCO	15,90	15,67	15,67
34	CHORRILLOS	9,71	9,60	9,60
35	CANTERA 060	3,56	3,55	3,55
36	VILLA MARIA	8,08	8,00	10,15
37	SAN VICENTE 060	3,05	3,13	3,15
38	ÑAÑA	9,57	9,47	9,47
39	SAN MATEO	1,25	0,98	1,25
40	SURCO	2,08	0,76	2,08
41	BUJAMA	7,32	7,30	7,30
42	C.LIMA060	6,67	6,62	6,62
43	PORTILLO 60	17,68	17,18	17,22
44	PACHACUTEC220	12,24	11,36	11,39
45	SAN MIGUEL220	21,27	21,03	21,04
46	SAN LUIS 220	12,91	11,47	11,50
47	LOSSAUCES220	13,25	11,73	11,76
48	MANCHAY220	15,05	13,73	13,77
49	PROGRESO 220	11,41	10,64	10,67
50	BALNEARIOS 220	16,27	15,45	15,45
51	ASIA 220	9,11	9,05	9,05
52	SAN JUAN 220	18,45	17,39	17,39
53	SANTA ROSA NUEVA 220	10,93	9,62	9,62
54	LOS INDUSTRIALES 220	10,90	9,86	9,86
55	ALTO PRADERA220	14,40	13,95	13,95
56	CANTERA 220	5,91	5,89	5,89

Fuente: Osinergmin

Gráfico 6.5
Niveles de cortocircuito barras de media tensión año 2025



Fuente: Osinergmin
Nota: Las barras mostradas en la gráfica anterior se encuentran por debajo de los 31kA

6.2.3 Análisis de Alternativas

Sobre la base del diagnóstico del sistema eléctrico actual y de acuerdo con la evolución de la demanda eléctrica en el Área de Demanda 7, se procede a determinar las inversiones necesarias en el periodo 2025-2029.

En el sistema eléctrico Lima Sur, se advierten diversas problemáticas, por razones de demanda, confiabilidad (por criterio N-1, por razones de criticidad, necesidad de reserva de transformación) y seguridad.

En consecuencia, las alternativas evaluadas, se han centrado en las soluciones para dichas problemáticas, que principalmente consisten en la implementación de nuevas SET, ampliaciones de SET existentes, celdas de MT, nuevas Líneas de Transmisión y considerar reservas de transformación.

6.2.3.1 Sistema Eléctrico Lima Sur

Instalaciones requeridas por demanda y/o para mejorar la confiabilidad

a) Propuesta de nueva SET Huaycán 60/10 kV

La principal problemática identificada en el sistema eléctrico Lima Sur es la sobrecarga de la SET Ñaña para el año 2025. La SET Ñaña actualmente cuenta con un transformador de potencia de 40 MVA 60/22,9/10 kV, pero el devanado de 22,9 kV no se utiliza.

Asimismo, de acuerdo a la información revisada, se observa un crecimiento de la demanda en la zona de Huaycán. Al respecto, LDS manifiesta que el 50% de la demanda de la SET Ñaña se ubica en Huaycán y está creciendo hacia el sur. Además, las SET's Santa Clara y Portillo están alejadas de la SET Ñaña de la zona de Huaycán donde se ubica el centro de carga. En consecuencia, LDS considera necesario una nueva inversión como alternativa para el crecimiento de la demanda en la zona de Huaycán.

Al respecto, de acuerdo al análisis efectuado, resulta razonable la implementación de la SET Huaycán. Las alternativas a evaluar son la conexión de la SET Portillo y SET Huaycán; asimismo, se considera las rutas y los tramos subterráneos y aéreos propuestos por LDS, pero se propone una simple terna.

A continuación, se detalla el análisis de las alternativas planteadas:

- Alternativa 1: Nueva SET Huaycán 60/10 kV - 25 MVA, simple barra y tecnología GIS; y, nueva Línea de Transmisión en 60 kV Portillo – Huaycán, 7,62 km simple terna, con 7.51 km subterránea 1200 mm² XLPE Cu y 0,11 km aéreo 500 mm² AAAC.
- Alternativa 2: Nueva SET Huaycán 60/10 kV - 25 MVA, simple barra y tecnología GIS; y, nueva Línea de Transmisión en 60 kV Manchay – Huaycán, simple terna, con 7,97 km de tramo subterráneo 1200 mm² XLPE Cu y 10,96 km de tramo aéreo AAAC.

Los resultados de las alternativas se muestran en el Cuadro 6.7.

Cuadro 6.7
PROPUESTA OSINERGMIN - ÁREA DE DEMANDA 7

Nombre	Descripción Alternativa ⁽²⁾	Costos de Inversión ⁽⁴⁾					Costos de Explotación ⁽⁴⁾			p.u.
		Transmisión		Transformación ⁽³⁾		Total Inversión	OyM	Pérdidas	Costo Total US\$	
		MAT	AT	MAT/AT	AT/MT					
Alternativa 1	LT 60kV Portillo - Huaycan + SET Huaycan 60/23/10kV - 40MVA	-	12,430,451	-	6,343,689	18,774,140	3,459,114	1,245,079	23,478,333	1.000
Alternativa 2	LT 60kV Manchay - Huaycan + SET Huaycan 60/10kV - 25MVA	-	27,485,921	-	7,913,200	35,399,121	6,303,780	1,326,761	43,029,661	1.833

Fuente: Formatos F-205 de Osinergmin

línea con sección de hasta 400 mm²; sin embargo, la empresa deberá instalar una sección de 500 mm² y solicitar se incluya este módulo (de 500 mm²) en la próxima reestructuración de la BDME.

Sobre los traslados de carga a SET's existentes

Sin perjuicio de lo indicado, si bien LDS presentó más elementos de juicio para evidenciar las imposibilidades de traspaso a SET's colindantes, esta información no se encuentra debidamente trazable, solo se muestran cuadros mostrativos sin mayores archivos fuentes. Asimismo, se recalca que en ningún proceso anterior se descartó por parte del Osinergmin la factibilidad de hacer uso de la SET Portillo como centro de distribución, por el contrario, cuando se aprobó dicha subestación, se recomendó a Conelsur que debía prever un espacio independiente para el uso futuro de transformadores de potencia.

Sin embargo, es coherente que estos traslados corresponden a una solución de corto plazo, debido a que el crecimiento de la demanda se encuentra en la zona de Huaycán, alejándose de la SET Ñaña y más distante aún de las SET Santa Clara y SET Portillo.

Respecto a la doble terna

No se considera una doble terna debido a que, en el horizonte de 10 años, la demanda en la nueva SET Huaycán no sobrepasa los 30 MW, por lo que no amerita considerar, para el periodo mayo 2025 – abril 2029, redundancia bajo el criterio N-1, de acuerdo al numeral 12.3.1 de la NORMA TARIFAS. Ahora, respecto al sustento de la comparación de alternativas utilizando los índices SAIDI y SAIFI, estos no son criterios que la NORMA TARIFAS establece para considerar una redundancia por criterio N-1, toda vez que los proyectos deben tener un análisis técnico y económico, que en este aspecto no ha sido justificado.

Ahora, si bien se sugiere que la línea esté preparada para doble terna, es importante señalar que, de acuerdo al numeral 16.6 de la NORMA TARIFAS, en el caso de la implementación de dos circuitos subterráneos desfasados en el tiempo, en la valorización se consideran como circuitos independientes a implementarse en dos etapas.

Respecto a la doble barra

De acuerdo al numeral 12.1.8.g de la NORMA TARIFAS, se considera un sistema de barras simple, tanto en MAT, AT como en MT. La propuesta de una configuración distinta a la indicada, deberá ser debidamente sustentada.

Al respecto, LDS presentó como sustento el Anexo 7 del documento “Absolución de Observaciones”; sin embargo, se observa que dicho sustento no es específico sobre el caso de la nueva SET Huaycán, correspondiendo solo a unos criterios y análisis de carácter general, por lo que, se considera que no se ha presentado el sustento para considerar una configuración de doble barra en la nueva SET Huaycán. Además, las celdas GIS tienen una menor probabilidad de falla y menor acciones de mantenimiento que otra tecnología, por lo que una subestación de simple barra se considera suficiente. Considerando además que la SET Huaycán es una subestación que se ubicará en un extremo de la red, y en el horizonte de 10 años (y más allá), no se observa que vaya a ser extendida.

Sobre la problemática de implementar una simple barra GIS en comparación a una doble barra GIS, en el análisis de opiniones y sugerencias, se efectúa el análisis respectivo, precisando que, en el caso de la simple barra, la empresa puede efectuar el mantenimiento o ampliaciones futuras con los mínimos cortes de servicio.

Respecto a los módulos de Túnel Liner y de Fibra Óptica

Sobre los módulos de Túnel Liner y de Fibra Óptica, asociados a la nueva Línea de transmisión en 60 kV Portillo – Huaycán, solicitados por LDS, no ha presentado el sustento correspondiente.

Cabe señalar que, de acuerdo al Anexo C (documento 15) del Informe N° 262-2022-GRT que formó parte del sustento de la reestructuración de los Módulos Estándares, aprobada con Resolución N° 080-2022-OS/CD, el túnel liner es una solución para no afectar vías que tienen características de alto tránsito, y no para cruce de ríos. En ese sentido, no corresponde aprobar un módulo de Túnel Liner para el cruce del río Rímac, debiendo LDS ejecutar otras medidas, como cruces aéreos.

Por otro lado, con relación al módulo de Túnel Liner solicitado para el cruce de la Carretera Central (Av. Nicolás Ayllón), se aprobó la implementación de un tramo subterráneo enductado sin considerar el Túnel Liner. Sin embargo, durante el proceso de “Liquidación Anual de los Ingresos por el Servicio de Transmisión Eléctrica de SST y/o SCT” (Liquidación Anual SST-SCT), LDS podrá sustentar la implementación de dicho módulo, Túnel Liner, como parte de la implementación de línea subterránea, que deberá contener, entre otros aspectos, la documentación necesaria para justificar técnicamente la necesidad de implementar Túnel Liner en el proyecto aprobado y presentar la denegatoria de las entidades competentes del tramo subterráneo con zanja abierta.

Respecto al módulo de fibra óptica, si bien la Base de Datos de Módulos Estándar (BDME) ha desarrollado los módulos de fibra óptica, esto no significa que su incorporación en la valorización de líneas de transmisión sea automática, sino en función al proceso de reconocimiento y valorización tarifaria, más aún si no existe una regulación sectorial específica sobre estos Elementos.

Sobre el particular, 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. Cabe señalar que, el Ministerio de Energía y Minas, ente rector del sector eléctrico, a la fecha no ha emitido una disposición respecto sobre la normativa requerida.

b) Propuesta de nueva SET Vitarte 60/10 kV

De acuerdo a LDS, el objetivo de la nueva SET Vitarte es descargar a la SET Huachipa y SET Santa Clara, para lo cual se plantea una alimentación doble terna derivada desde la Línea Huachipa – Planicie 60 kV y una Línea 60 kV simple terna Huachipa – Vitarte 60 kV.

Con la información remitida por LDS, Osinergmin ha realizado el análisis de las factibilidades de las nuevas cargas, así como el crecimiento de la demanda vegetativa, observando que hay sobrecargas en la SET Huachipa pero no en la SET Santa Clara en el periodo tarifario mayo 2025 – abril 2029.

De la información evaluada, la propuesta de LDS contempla la implementación de una alternativa que conlleva la necesidad de cumplir con el N-1 en la alimentación 60 kV y contar con dos transformadores en primera etapa. Al respecto, de acuerdo al análisis efectuado, resulta razonable la implementación de la SET Vitarte en doble barra, pero solo con 1 Transformador de Potencia 40 MVA. Las alternativas a evaluar son la conexión de la SET Huachipa y/o a la derivación Línea de Transmisión en 60 kV Huachipa-Planicie; asimismo, se considera las rutas y los tramos subterráneos propuestos por LDS, pero se

propone en la conformación de un solo circuito de las Líneas L-641/642 y luego su derivación con una doble terna hacia la nueva SET Vitarte. La conformación de un solo circuito también fue planteada por LDS en su documento del 17 de mayo de 2024.

A continuación, se detalla el análisis de las alternativas planteadas:

- Alternativa 1: Nueva SET Vitarte 60/23/10 kV - 40 MVA (transformador rotado), doble barra y tecnología GIS; y, Derivación de la Línea de Transmisión en 60 kV Huachipa – Planicie, 0,6 km doble terna, subterránea 1200 mm² XLPE Cu.
- Alternativa 2: Nueva SET Vitarte 60/23/10 kV – 60 MVA (40 y 25 MVA, transformadores rotados), doble barra y tecnología GIS; y, Derivación de la Línea de Transmisión en 60 kV Huachipa – Planicie, 0,6 km con dos dobles ternas, subterránea 1200 mm² XLPE Cu, y Nueva Línea de Transmisión en 60 kV Huachipa – Vitarte, simple terna, con 6,09 km de tramo subterráneo 1200 mm² XLPE Cu y 0,21 km de tramo aéreo AAAC.

Los resultados se muestran en el Cuadro 6.8:

Cuadro N° 6.8
PROPUESTA OSINERGMIN - ÁREA DE DEMANDA 7

Nombre	Descripción Alternativa ⁽²⁾	Costos de Inversión ⁽⁴⁾					Costos de Explotación ⁽⁴⁾			p.u.
		Transmisión		Transformación ⁽³⁾		Total Inversión	OyM	Pérdidas	Costo Total US\$	
		MAT	AT	MAT/AT	AT/MT					
Alternativa 1	Derv LT 60kV L-641/642 + SET Vitarte 60/23/10kV - 40MVA	-	1,346,364	-	6,291,337	7,637,701	1,318,985	-8,313,984	642,703	1.000
Alternativa 2	LT 60kV Huachipa - Vitarte + Derv LT 60kV L-641/642 + SET Vitarte 60/23/10kV - 40MVA	-	44,196,111	-	10,688,849	54,884,960	9,631,629	-8,680,428	55,836,161	86.877

Fuente: Formato F-205 de Osinergmin

Conforme se observa el cuadro anterior, la Alternativa N° 1 resulta ser la de menor costo.

Sobre los traslados de carga a SET’s existentes

Sin perjuicio de lo indicado, si bien LDS presentó más elementos de juicio para evidenciar las imposibilidades de traspaso SET’s colindantes, esta información no se encuentra debidamente trazable, solo se muestran cuadros mostrativos sin mayores archivos fuentes.

Sin embargo, se considera que los traslados corresponden a una solución de corto plazo, debido a que el crecimiento de la demanda se encuentra en la zona de las SET’s Huachipa y Santa Anita, las cuales han sobrepasado o se encuentran cercanas a su potencia óptima.

Respecto a la redundancia por N-1

No se considera una conexión adicional (nueva Línea de Transmisión 60 kV Huachipa – Vitarte) debido a que, en el horizonte de 10 años, la demanda en la nueva SET Vitarte no sobrepasa los 30 MW para el periodo mayo 2025 – abril 2029, por lo que no se considera redundancia bajo el criterio N-1, de acuerdo al numeral 12.3.1 de la NORMA TARIFAS. Sin perjuicio de ello, cuando se requiera la redundancia N-1, se pueden evaluar otras alternativas, como la de renovar los tramos existentes de las Líneas 60 kV Huachipa – Planicie (L-641/L-642) con una sección mayor.

Conexión 60 kV y Configuración de Etapa Inicial

Considerando la sobrecarga actual de la SET Huachipa, sumado a la serie de transferencias factibles y necesarias para poder descargarla, se ve conveniente la aprobación de la nueva SET Vitarte, sin embargo, no se aprueba según la configuración inicial planteada por LDS.

De acuerdo a la evaluación integral y el nivel de demanda existente, se considera necesario para una primera etapa un transformador de 40 MVA, el cual descargara un nivel de demanda en el orden de 20 MW (las SET colindantes no tiene mayores complicaciones), con lo cual solo se requiere, al menos en los primeros 10 años, la derivación doble terna en 60 kV de la LT Huachipa-Planicie (L-641/L-642), la cual formará un solo circuito.

Bajas asociadas al proyecto nueva SET Vitarte

Dado que se conformará un único enlace entre las Líneas 60 kV Huachipa – Planicie (L-641/L-642), solo es necesario una celda de línea a cada extremo de la línea, por lo que se dan de Baja las celdas de línea de la L-642.

c) Ampliación SET Monterrico AT/MT

El objetivo de la ampliación de la SET Monterrico es evitar la sobrecarga de uno de sus transformadores en el nivel de tensión 22,9 kV. Al respecto, se observa que el devanado en 22,9 kV del Transformador TR-1, 60/22,9 kV - 50 MVA alcanza un factor de uso de 0,98 al año 2029. Asimismo; las celdas 22,9 kV de tecnología VISAX ya se encuentran en desuso, como lo manifestó LDS en las diferentes etapas del PI 2021-2025; y, las celdas 22,9 kV que pertenecen al SST de demanda tendrán una antigüedad de 30 años en el 2027.

En ese sentido, por razones de demanda y renovación de Elementos, se aprueba sustituir el Transformador de Potencia 60/10 kV – 25 MVA, por un Transformador de Potencia 60/22,9/10 kV – 40 MVA, así como la instalación de nuevas celdas en 22,9 kV de tecnología GIS.

Del mismo modo, se advierte que, para poder utilizar completamente la potencia instalada en la SET Monterrico, se necesita el retiro de todas las celdas en 22,9 kV existentes (11 celdas): (i) 4 celdas del SST (2 de alimentador, 1 transformador, 1 medición), (ii) 2 celdas de terceros (2 celdas de alimentador), (iii) 4 celdas del SCT (1 transformador, 1 medición, 1 alimentador y 1 acoplamiento); y, (iv) 1 celda de acoplamiento instalada en la barra antigua.

Por tal motivo, corresponde dar de Baja las Celdas en 22,9 kV del SST y a la celda de acoplamiento instalada en la barra antigua; y, se retira y deja como reserva las Celdas en 22,9 kV del SCT, pudiendo utilizarlas en otras SET's de ser factible. Respecto a las celdas de terceros (cuyo cambio fue propuesto por LDS), LDS debe coordinar con las propietarias de las instalaciones y tener en

cuenta que las celdas aprobadas no tienen el carácter de exclusivas, por lo que deben ser utilizadas para tomar carga de cualquier tipo cliente, de ser necesario.

En total, además del transformador de 40 MVA, se aprueban cinco (5) celdas de alimentador en 22,9 kV, dos (2) celdas de transformador en 22,9 kV, dos (2) celdas de medición en 22,9 kV y una (1) celda de acoplamiento en 22,9 kV.

d) Ampliación SET Alto Pradera AT/MT

La SET Alto Pradera actualmente tiene un transformador de 50 MVA, 60/22,9 kV, que, según LDS, presenta sobrecarga a partir del año 2026. En ese sentido, LDS propone la instalación de un segundo transformador de 50 MVA, 60/22,9 kV.

Al respecto, con la información remitida por LDS, el análisis de las factibilidades de las nuevas cargas y el crecimiento de la demanda vegetativa, se ha efectuado la proyección de demanda correspondiente, concluyéndose que la SET Alto Pradera presentará una sobrecarga en el periodo tarifario mayo 2025 – abril 2029.

Por tanto, se considera necesario implementar un segundo transformador 50 MVA - 60/22,9 kV y celdas asociadas en el presente Plan de Inversiones.

e) Propuesta de ampliación de SET Ñaña con celdas de 22,9 kV

LDS propone habilitar la barra de 22,9 kV de la SET Ñaña con el objetivo de atender su demanda libre y demanda regulada creciente. En el análisis de la proyección de demanda, se observa que efectivamente se presenta una necesidad de habilitar el devanado de 22,9 kV en la SET Ñaña; además, se observa que, según el sustento de LDS, también ayuda a descargar a la SET Santa Clara a partir del año 2027.

En línea con lo descrito, se aprueba la propuesta de ampliación de SET Ñaña, que comprende tres (3) celdas en 22,9 kV: una (1) celda transformador, dos (2) celdas de alimentación y una (1) celda de medición. Una celda de alimentación se implementará con la barra en el 2025 y la otra en el 2028.

f) Propuesta de reconfiguración de alimentación de SET Santa Anita en 60 kV

De acuerdo al modelamiento efectuado, se observa que ante la desconexión de una de las líneas L-609/L-658 (que alimentan a la SET Santa Anita) la sobrecarga de la otra línea excede el 20%. Entonces, es necesario una alternativa de inversión para cumplir con la redundancia bajo el criterio N-1 para la alimentación a la SET Santa Anita (que sobrepasa la demanda de 30 MW), de acuerdo al 12.3.1 de la NORMA TARIFAS.

Al respecto, LDS propone la reconfiguración de diversas Líneas de Transmisión, que consiste en conformar (i) un enlace entre las Líneas L-609/L-610 y (ii) un segundo enlace conformado por la unión de las líneas L-657/L-658; además, de soterrar el tramo de la línea L-657 (0,77 km) y el tramo del enlace conformado por las líneas L-609/610 hasta la llegada a la SET Santa Anita (0,33 km).

Cabe señalar que, si bien en el Volumen 4 de la PROPUESTA FINAL, LDS plantea el soterramiento del enlace la L-657/L-658 (0,33 km), en el Informe justificativo, adjunto como parte del Anexo 04.06 de la PROPUESTA FINAL, se indica que se va a soterrar el enlace de la L-609/L-610 (0,33 km). Al respecto, se considera que los soterramientos requeridos son equivalentes por lo que LDS puede ejecutar cualquiera de ellos; no obstante, en la propuesta de Osinergmin, se incluye el soterramiento del enlace de la L-609/L-610 (0,33 km).

LDS sujeta su propuesta a dos condiciones:

- i) Dejar sin efecto la Baja para la línea L-657, aprobada en la modificatoria del PI 2021-2025.
- ii) Aprobar el soterrado de la línea L-657 entre las estructuras E07 y E011.

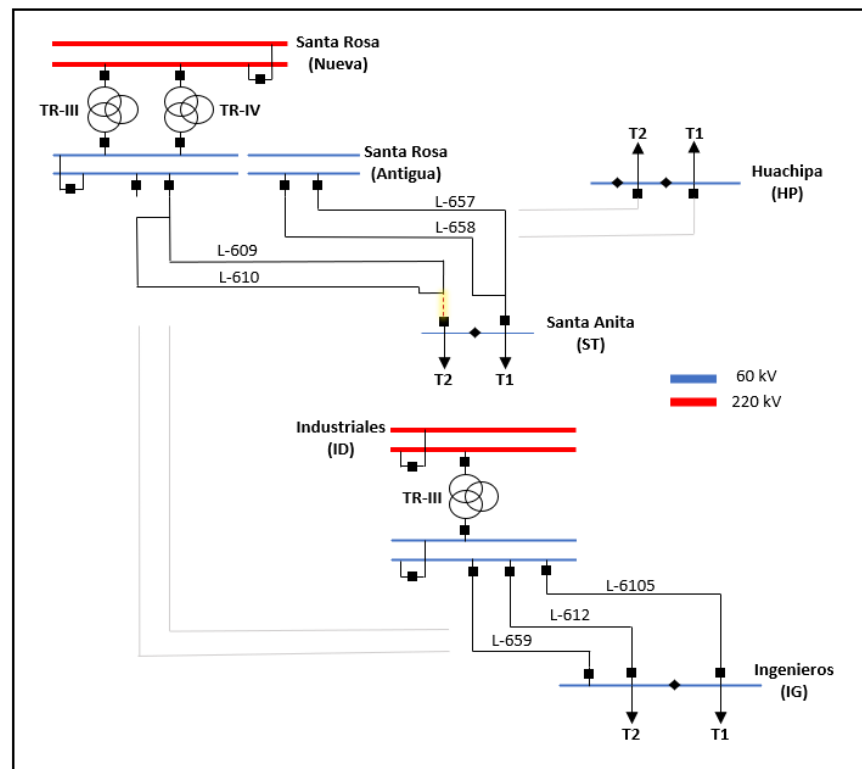
Sobre el particular, la alternativa planteada por LDS permite brindar confiabilidad a la alimentación de la SET Santa Anita, además de utilizar instalaciones (L-657 y L-659) que no están aportando en la operación del sistema, por lo que es una alternativa que se acepta incluir en el presente Plan de Inversiones; no obstante, se considera la siguiente variación:

- i) Soterrar el tramo del enlace conformado por las líneas L-609/610 hasta la llegada a la SET Santa Anita (0,33 km); no obstante, se incluye únicamente una estructura de transición de simple terna (y no de doble terna como lo solicita LDS).

Al respecto, tal como lo manifiesta LDS en su informe justificativo (adjunto como parte del Anexo 04.06 de su PROPUESTA FINAL), la Línea existente L-659 (principalmente aérea) tiene un tramo subterráneo en el cruce de la Av. Los Virreyes con la Av. La Cultura, observándose que tiene 2 estructuras de transición aéreo-subterráneo para simple terna. En ese sentido, se considera que LDS solo necesitará una estructura de transición de simple terna para el soterramiento del enlace de la L-609/L-610 (0,33 km) (ya cuenta con una estructura de simple terna existente).

En el siguiente esquema, se observa la configuración aprobada:

Propuesta Osinergmin



Con respecto a la Baja de la Línea Santa Rosa Antigua – Huachipa (L-657), fue aprobada en la modificación del PI 2021-2025 debido a que resultaba innecesaria para la operación del sistema y, además, debido a la problemática por razones de seguridad entre las estructuras E07 y E11, identificada por DSE en su Informe Técnico N° DSE-STE-296-2022. No obstante, verificando que el actual proyecto de confiabilidad por criterio N-1 para la alimentación de la SET

Santa Anita contempla el uso de la L-657, se considera razonable dejar sin efecto su Baja (de la L-657), con excepción del tramo entre las estructuras E07 y E011, debido a que las razones de seguridad no han cambiado y LDS no ha indicado las acciones que tomará para superar la problemática identificada por DSE en dicho tramo.

Asimismo, como consecuencia de que las líneas L-657/L-658 conformarán un solo enlace, es razonable el soterramiento de la línea L-657 entre las estructuras E07 y E011, como plantea LDS.

g) Propuesta de Línea en 60 kV San Juan – Villa María, simple terna

La propuesta consiste en 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, con el propósito de proporcionar confiabilidad por el criterio N-1 a la SET Villa María. Con el mismo propósito, LDS plantea en sus opiniones y sugerencias como alternativa implementar el nuevo Transformador 220/22,9 kV en la SET Progreso para trasladar carga de la SET Villa María.

Al respecto, la NORMA TARIFAS en su numeral 11.5 establece que, para el dimensionamiento de las líneas de transmisión, el análisis se realiza considerando la demanda en barras de cada SET a la hora de la máxima demanda coincidente por sistema eléctrico. Si bien, la máxima demanda que transporta por una Línea no necesariamente es la máxima demanda coincidente con el sistema eléctrico, es una demanda trazable y con predominación en hora punta. Caso contrario se presenta una incertidumbre al tratar de obtener una demanda de cada línea en cada instante de tiempo, por lo que se opta por lo aplicable a la mayoría de los casos, es decir no es posible determinar de forma certera el momento en que ocurre la falla, pudiendo ser o no el instante de tiempo en que se tenga la máxima demanda de la SET, es por ello que, en caso se aceptara el planteamiento de LDS, se aceptara también dos supuestos probabilísticos para un caso de N-1: (1) evento de falla temporal (2) en el momento donde la SET Villa María está teniendo su máxima demanda (horarios de 2 a 4 horas al día). En todo caso, si amerita dar tal nivel de confiabilidad, LDS debió sustentarlo con un análisis económico lo cual no ha ocurrido.

Dicho lo anterior, Osinergmin, así como LDS, considerando la proyección de la demanda coincidente de la SET con la máxima demanda del Sistema Eléctrico, obtienen el mismo resultado, que no se presentan sobrecargas mayores al 20% en las Líneas existentes L-643/L-644 dentro del periodo tarifario.

Por otro lado, LDS manifiesta que no es factible realizar traslados de carga de la SET Villa María hacia la SET Pachacútec, indicando solamente que, no existen redes de la SET Villa María dentro del radio de influencia de la SET Pachacútec que cuenten con enlaces de interconexión con las redes de esta última. Al respecto, las soluciones que puedan existir en distribución corresponden ser implementadas por la empresa distribuidora y solicitar su reconocimiento en el proceso regulatorio correspondiente y bajo las reglas normativas vigentes. Se considera que existe suficiente capacidad de transmisión en la SET Pachacútec y también en SET Progreso (subestaciones cercanas a la SET Villa María) para la atención del crecimiento de la demanda de la zona de Villa María.

En consecuencia, esta propuesta queda desestimada.

h) Propuesta de Ampliación de SET Bujama

LDS indica que, la SET Bujama presenta sobrecarga a partir del año 2032; sin embargo, la propuesta de ampliación de dicha subestación tiene como causal la sobrecarga de la SET Chilca para el año 2026.

La SET Chilca consta de un Transformador de 50 MVA, 60/22,9 kV, y un Transformador de 25 MVA, 60/22,9/10 kV, que atiende la demanda en el nivel de 10 kV. De acuerdo a lo señalado por LDS, la sobrecarga en la SET Chilca se presenta en el devanado de 22,9 kV. Para evitar la sobrecarga, se tiene que trasladar progresivamente 14 MW hacia el transformador de 25 MVA, el cual ya posee una carga de 14 MW en 10 kV, haciendo inviable el traslado de carga.

Ante la imposibilidad de realizar un traslado de carga en la misma SET Chilca, LDS propone adelantar la Ampliación de la SET Bujama, cambiando el Transformador de 40/30/20 MVA, 60/22,9/10 kV, por uno de 50 MVA, 60/22,9/10 kV, y el transformador saliente reemplazará al transformador de 25 MVA 60/22,9/10 kV en la SET Chilca.

Al respecto, después de la revisión de la proyección de demanda correspondiente, se observa que la SET Chilca presentará una sobrecarga en el periodo tarifario 2025 – 2029, por lo que se considera que la alternativa planteada por LDS es razonable.

Por lo tanto, la propuesta de Ampliación de la SET Bujama y, por consiguiente, la ampliación de la SET Chilca, quedan aprobadas.

i) Instalación de celdas de MT en varias SET's

Para el caso de las cuatro (04) Celdas de Alimentador asociadas a la nueva SET Huaycán (4 en 10 kV), éstas se implementarán en el año 2025 conjuntamente con los demás Elementos asociados a dicho proyecto. De similar forma, para el caso de las siete (07) Celdas de Alimentador asociadas a la nueva SET Vitarte (2 en 22,9 kV y 5 en 10 kV), éstas se implementarán en el año 2026 conjuntamente con los demás Elementos asociados a dicho proyecto. Asimismo, para el caso de la renovación de las celdas de SET Gálvez, las veintiún (21) Celdas de Alimentador se implementarán conjuntamente con la renovación en MT de dicha SET para el año 2028. Asimismo, para el caso de las dos (2) Celdas de Alimentador 22,9 kV asociadas a la Ampliación de la SET Ñaña, una se implementará en el año 2025 conjuntamente con los demás Elementos asociados a dicha ampliación y la segunda se implementará acorde con el crecimiento de la demanda según se indica en el párrafo siguiente.

Adicionalmente a las celdas de alimentador indicadas en el párrafo anterior, para el PI 2025-2029, de acuerdo al formato F-204, en el Área de Demanda 7 se requieren dieciocho (18) Celdas de Alimentador (7 en 10 kV y 11 en 22,9 kV). En este caso, debido a que las demandas en media tensión tienen un margen de variación que puede alterar el año de puesta en servicio de dichas celdas, se considera el año 2028 como fecha para su implementación; no obstante, dependiendo de la necesidad, pueden ser instaladas antes de dicho año, siempre que sea dentro del periodo de vigencia del PI 2025-2029.

Cabe señalar que, se ha racionalizado el uso de Celdas de Alimentadores en 10 kV considerando un nivel de carga de 5 MW/celda y para 22,9 kV un nivel de carga de 10 MW/celda.

Instalaciones requeridas por razones de seguridad

j) Soterramiento de la línea L-641/642 Huachipa – Planicie entre las estructuras E45 y E49

LDS sostiene que entre las estructuras E45 y E49 de la línea L-641/642 Huachipa – Planicie se están afectando las distancias de seguridad debido a la existencia de predios dentro de la franja de servidumbre correspondiente. Además, reporta dos (2) accidentes ocasionados por terceros, cuando manipulaban cables de comunicación.

Al respecto, la División de Supervisión Eléctrica (DSE), en su Informe Técnico DSE-STE-761-2023, indica que, efectivamente la línea L-641/642 cumple con lo estipulado en la NORMA TARIFAS:

“a) Líneas del SST que no cumplan con las distancias de seguridad (DS) establecidas en el Código Nacional de Electricidad - Suministro 2011, o aquel que lo sustituya.

b) Líneas del SST que no cumplan con los anchos mínimos de faja de servidumbre, establecidos en la Tabla 219 del Código Nacional de Electricidad - Suministro 2011, o aquel que lo sustituya.”

Ahora bien, la línea L-641/642 pertenece al SST debido a que entró en operación en el año 1972. Asimismo, la DSE verificó la existencia de predios que irrumpen en la faja de servidumbre, específicamente entre las estructuras E46-E48. Concluyendo que la alternativa de LDS es la más adecuada para mejorar las condiciones de seguridad de la zona.

En la información presentada en las opiniones y sugerencias, LDS detalló el trazo de ruta planteado para el soterramiento. Al respecto, se puede observar que se tiene mayores detalles para el tramo inicial, sin embargo para la parte final (después de E48) se muestra una variante adicional sin mayor sustento, si bien muestran una interferencia con una tubería de gas, el resto del trazo hasta la E49 no muestra mayores inconvenientes. En ese sentido la ruta finalmente aprobada irá desde la rotonda calle Islas vírgenes (como lo propone LDS) hasta el final de la calle la Chalana (lado del cerro) haciendo un total de 1,42 km de tramo subterráneo, que corresponde a una longitud menor a la propuesta.

k) Soterramiento de la Línea L-657 Santa Rosa Antigua – Huachipa entre las estructuras E7 y E11

Esta propuesta es analizada en el proyecto de reconfiguración de la alimentación de SET Santa Anita en 60 kV.

Otras instalaciones requeridas por confiabilidad

l) Propuesta de renovación de celdas 60 kV en SET Limatambo y SET San Isidro

Sobre la motivación para renovación de Elementos en SET Limatambo y SET San Isidro

LDS propone la renovación de 8 celdas 60 kV en SET San Isidro y 10 celdas 60 kV en SET Limatambo por obsolescencia.

En SET San Isidro:

- Celda de línea L-633
- Celda de línea L-635
- Celda de línea L-6247
- Celda de transformador TR1
- Celda de transformador TR2
- Celda de transformador TR3
- Celda de acoplamiento ACP
- Celda de medición

En SET Limatambo:

- Celda de línea L-629
- Celda de línea L-630
- Celda de línea L-633
- Celda de transformador TR1
- Celda de transformador TR2
- Celda de transformador TR3
- Celda de acoplamiento ACP1
- Celda de acoplamiento ACP2
- Celda de acoplamiento ACP3
- Celda de medición

En base a la información proporcionada y a las visitas de campo efectuadas, se verificó la antigüedad de la mayoría de Elementos que se propone renovar, los defectos de los equipos que conforman estos Elementos (fugas de aire, defectos mecánicos y puntos calientes, así como problemas por tecnología desfasada), así como condiciones subóptimas de seguridad en la operación y mantenimiento.

En ese sentido, se considera que la renovación de dichos Elementos se encuentra debidamente sustentada.

Sobre la tecnología y tipo de las nuevas celdas en 60 kV aprobadas

Ahora, sobre la tecnología a considerar para las nuevas celdas en las SET Limatambo y SET San Isidro, es importante resaltar que, en el Informe N° 503-2018-GRT (numeral 3.1) que formó parte del sustento de la reestructuración de los Módulos Estándares aprobada con Resolución N° 179-2018-OS/CD, se señala lo siguiente:

“Se eliminan los Módulos de Celdas Convencionales al Interior de 60 kV y 33 kV, debido a la baja confiabilidad y grave riesgo que representa para su operación por la exposición del personal en espacios restringidos con distancias muy cortas hacia los Elementos energizados, y que además no representan ningún beneficio económico.”

Por lo expuesto, resulta coherente que las nuevas celdas en 60 kV del tipo interior sean de tecnología encapsuladas GIS.

En total, se aprueban los siguientes Elementos en 60 kV de tecnología encapsulada GIS:

- 1) En la SET San Isidro se aprueban ocho (8) Elementos:
 - 3 celdas de línea;
 - 3 celda de transformador;
 - 1 celda de acoplamiento; y,
 - 1 celda de medición.
- 2) En la SET Limatambo se aprueban diez (10) Elementos:
 - 3 celdas de línea;
 - 3 celda de transformador;
 - 3 celda de acoplamiento; y,

- 1 celda de medición.

Sobre la Baja de Elementos del SCT

Cabe señalar también que, sobre los Elementos que forman parte del SCT y que plantea renovar, LDS manifiesta, en respuesta a las observaciones formuladas por Osinerghmin, lo siguiente:

“(…) Respecto a las celdas que forman parte del SCT, no resulta eficiente mantenerlas dado que, se tendrían que equipar elementos de transición para unir dichas celdas con las nuevas celdas de tipo GIS, debido a que no sería técnicamente factible acoplarlas directamente.

Ante lo indicado, tanto los numerales 5.2 y 5.5 del artículo 5° de la “Norma de Procedimiento de Altas y Bajas en Sistemas de Transmisión de SST y/o STC”, evidencian que no existe restricción en el planeamiento eléctrico para que se pueda dar de baja un elemento de transmisión que se encuentra dentro de su vida útil.

En este marco, en tanto la alternativa que propone Luz del Sur garantiza que se cumplan con las condiciones de eficiencia (calidad y confiabilidad), que se contemplan en los numerales 12.2 y 12.3 del artículo 12° de la Norma Tarifas, esta propuesta debe primar sobre la que propone Osinerghmin, la cual, debido a la convergencia de elementos obsoletos con elementos nuevos, degrada la calidad del servicio.

Por lo expuesto, la propuesta planteada por Luz del Sur de dar elementos de baja que aún se encuentran dentro de su vida útil, resulta ser la mejor solución técnica para garantizar las condiciones de calidad de las subestaciones y garantizar la finalidad del plan de inversiones, la cual de acuerdo con el artículo 10.1 del artículo 10° de la Norma de Tarifas, es que el Plan de Inversiones cumpla con el criterio de mínimo costo y que cumpla los criterios de eficiencia (calidad y confiabilidad). (…)”

En consecuencia, en tanto LDS ha propuesto y sustentado la Baja de Elementos del SCT, se procede a aprobar dichas Bajas donde corresponda. Se precisa que LDS no tendrá derecho a solicitar ninguna compensación por la falta de recuperación de la inversión realizada para la implementación de los Elementos del SCT a dar de Baja.

Sobre los Elementos y Bajas aprobados en la modificación del PI 2021-2025

En la modificación del PI 2021-2025, se aprobó la Línea en 60 kV Limatambo – San Isidro, incluyéndose las dos (2) Celdas de Línea en 60 kV, una en la SET Limatambo y otra en la SET San Isidro. Cabe resaltar que, para las nuevas Celdas de Línea se aprobó el módulo de celda convencional “exterior”, debido a que no existe en la vigente BDME el tipo “interior”. Además, el módulo de tipo “exterior” fue propuesto por el mismo LDS. Asimismo, se aprobó la Baja de las Líneas 60 kV L-633 y L-634, así como de las cuatro (4) Celdas de Línea en 60 kV correspondientes a las líneas mencionadas.

No obstante, debido a que es necesario renovar todas las celdas del tipo convencional interior (existentes), no tiene sentido mantener las celdas de línea en 60 kV de tipo interior (con módulo de tipo exterior), asociadas a la nueva Línea en 60 kV Limatambo – San Isidro, aprobadas en la modificación del PI 2021-2025. Por lo tanto, se retiran dichas celdas de línea en 60 kV. Ahora, para que esta nueva Línea en 60 kV Limatambo – San Isidro ingrese en operación puede utilizar las Celdas de Línea existentes en 60 kV de la Línea L-633 o

esperar la renovación de las celdas en 60 kV que ahora se adelantan para el año 2026.

Se precisa que, las Bajas de las Líneas L-633 y L-634 y de las Celdas de Línea en 60 kV asociadas a estas líneas se mantienen en el PI 2021-2025.

Sobre los Elementos remunerados en la regulación SST y SCT y a dar de Baja

Sin perjuicio de lo expuesto, se advierte que se reconoce en la regulación del SST y SCT, los siguientes Elementos:

1) En la SET San Isidro se reconocen:

- Cinco (5) celdas en 60 kV del SST (3 celdas de línea y 2 celdas de transformador); y,
- Dos (2) celdas en 60 kV del SCT (1 celda de línea y 1 celda de transformador).

2) En la SET Limatambo se reconocen:

- Ocho (8) celdas en 60 kV del SST (5 celdas de línea y 3 celdas de transformador); y,
- Dos (2) celdas en 60 kV del SCT (1 celda de línea y 1 celda de acoplamiento).

En consecuencia, corresponde dar de Baja a los siguientes Elementos:

1) En la SET San Isidro se dan de Baja ocho (8) Elementos:

- 2 celdas de línea y 2 celdas de transformador del SST;
- 1 celda de línea y 1 celda de transformador del SCT; y,
- 1 celda de medición y 1 celda de acoplamiento que no se encuentran dentro de la relación de Elementos del SST y SCT.

2) En la SET Limatambo se dan de Baja diez (10) Elementos:

- 3 celdas de línea y 3 celdas de transformador del SST;
- 1 celda de acoplamiento del SCT; y,
- 1 celda de medición y 2 celdas de acoplamiento que no se encuentran dentro de la relación de Elementos del SST y SCT.

m) Propuesta de renovación de celdas 10 kV en SET Gálvez

LDS propone la renovación de 27 celdas en 10 kV en SET Gálvez por obsolescencia:

- 3 celdas de transformador.
- 2 celdas de acoplamiento.
- 22 celdas de alimentador.

En base a la información proporcionada y a las visitas de campo efectuadas, se verificó la antigüedad de la mayoría de Elementos que se propone renovar, los defectos de los equipos que conforman estos Elementos (puntos calientes en interruptores, fugas de aire en seccionadores, así como problemas por tecnología desfasada), así como condiciones subóptimas de seguridad en la operación y mantenimiento.

Ahora, sobre la tecnología a considerar para las nuevas celdas en las SET, se incluyen las celdas tipo encapsuladas GIS, puesto que son las de menor costo según la vigente BDME.

En total, se aprueban los siguientes Elementos en 10 kV de tecnología encapsulada GIS:

- 3 celdas de transformador.
- 3 celdas de medición.
- 2 celdas de acoplamiento.
- 21 celdas de alimentador.

Por otro lado, en línea con lo indicado en el caso anterior (renovación de Elementos en las SET Limatambo y SET San Isidro), en tanto el mismo titular de transmisión ha propuesto y sustentado la Baja de Elementos del SCT, se procede a aprobar dichas Bajas donde corresponda. Se precisa que LDS no tendrá derecho a solicitar ninguna compensación por la falta de recuperación de la inversión realizada para la implementación de los Elementos del SCT a dar de Baja.

Ahora bien, se advierte que, en la SET Gálvez, se reconoce en la regulación del SST y SCT, los siguientes Elementos en 10 kV:

- 1) Veinticinco (25) celdas en 10 kV del SST
 - 21 celdas de alimentador del tipo Convencional
 - 2 celdas de transformador del tipo Metal Clad
 - 2 celdas de medición del tipo Metal Clad
- 2) Una (1) celda en 10 kV del SCT
 - 1 celda de alimentador del tipo convencional. Si bien el módulo que se reconoce corresponde a una celda de alimentador, lo que se encuentra instalado es una celda de transformador.

En ese sentido, se procede a dar de Baja a los siguientes Elementos en la SET Gálvez:

- 21 celdas de alimentador del SST
- 2 celdas de transformador del SST
- 2 celdas de medición del SST
- 1 celda de alimentador del SCT (correspondiente a una celda de transformador instalada)
- 2 celdas de acoplamiento que no se encuentran dentro de la relación de Elementos del SST y SCT.

n) Propuesta de confiabilidad del Sistema Eléctrico Surco – San Mateo 60 kV por razones de sistema eléctrico crítico

Al respecto, en su PROPUESTA INICIAL y PROPUESTA FINAL, LDS ha presentado una alternativa de solución para el Área de Demanda 5 y Área de Demanda 7 que recomienda se evalúe en el Plan de Transmisión elaborado por el COES, cuya aprobación será posterior a la aprobación del PI 2025-2029, por lo que se entiende que no hubo una alternativa por parte de LDS en dichas etapas.

Sin embargo, de acuerdo a los Informes N° DSE-STE-52-2024, la DSE considera como sistema eléctrico crítico el sistema en 60 kV Surco – San Mateo.

En ese sentido, resulta necesario plantear una alternativa de solución para el sistema Surco-San Mateo por razones de criticidad, conforme al numeral 12.3.4 de la NORMA TARIFAS. Al respecto, para la presente etapa de opiniones y sugerencias, LDS tomó como base el proyecto planteado en la PREPUBLICACIÓN, y de esta manera plantear la renovación total (AT y MT) de la SET San Mateo a tecnología GIS.

Se evaluó la información presentada por LDS y STATKRAFT, requeridas por Osinergmin, en función a las viabilidades de espacios para la implementación de las nuevas instalaciones, resultando la necesidad únicamente de pasar a GIS la parte de AT de SET San Mateo de LDS. Esta consideración también fue planteada por LDS en la información complementaria remitida el 17 de mayo de 2024. En ese sentido, se ha procedido a considerar una alternativa de inversión para dar solución a la problemática indicada por la DSE. Esta inversión consiste en efectuar un enlace entre la SET San Mateo (STATKRAFT) y SET San Mateo (LDS):

- Línea 50 kV SET San Mateo (STATKRAFT) – SET San Mateo (LDS) aéreo de 5 km, simple terna, y celdas asociadas. Se considera celdas de línea en San Mateo (STATKRAFT) y en la SET San Mateo (LDS), en configuración simple barra.
- SET San Mateo (LDS): Autotransformador 50/60 kV - 15 MVA en SET San Mateo (LDS) y celdas asociadas. Adicional a la celda de línea indicada en el punto anterior, se consideran (4) celdas: celda del autotransformador proyectado, celda del transformador existente, celda de medición y celda de línea hacia SET Surco. La configuración es de simple barra.

Esta alternativa soluciona la problemática en el sistema Surco – San Mateo.

o) Propuesta de Transformadores de Reserva

LDS señala que, de acuerdo a la 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”), ha procedido a aplicar el modelo de reserva de transformación y demás criterios establecidos, obteniendo la necesidad de seis (6) transformadores de reserva en AT/MT (adicionales a los que tiene):

Necesidad de transformadores de reserva, según norma (11 Transformadores)	Transformadores de reserva o disponibles, según LDS (5 Transformadores)	Transformadores de reserva requeridos por LDS (6 Transformadores)
1 de 50 MVA - 220/10 kV	1 de 50 MVA - 220/10 kV	-
1 de 50 MVA - 220/22,9 kV	1 de 50 MVA - 220/22,9 kV	-
2 de 50 MVA - 60/10 kV	1 de 50 MVA - 60/10 kV	1 de 50 MVA - 60/10 kV
2 de 50 MVA - 60/22,9 kV	1 de 50 MVA - 60/22,9 kV	1 de 50 MVA - 60/22,9 kV
3 de 40 MVA - 60/22,9/10 kV	-	3 de 40 MVA - 60/22,9/10 kV
1 de 25 MVA - 60/22,9/10 kV	1 de 25 MVA - 60/22,9/10 kV	-
1 de 15 MVA - 60/22,9/10 kV	-	1 de 15 MVA - 60/22,9/10 kV

Adicionalmente, en el documento de Absolución de Observaciones que es parte de su PROPUESTA FINAL, LDS señala que cuenta con diversos tipos de transformadores disponibles y de reserva:

TIPO	Transformadores Disponibles			Ubicación
	SST	SCT (Reserva)	Total	
220/22,9 kV - 50 MVA		1	1	SET San Miguel
220/10 kV - 50 MVA		1	1	Los Sauces
60/22,9/10 kV - 40 MVA	1		1	SET Ingenieros
60/22,9/10 kV - 25 MVA	2		2	SETs San Isidro y Central
60/22,9 kV - 50 MVA		1	1	En taller (reparación)
60/10 kV - 50 MVA		1	1	En taller (reparación)
60/10 kV - 25 MVA	2		2	SETs Santa Anita (sale de CE-TRF2) y en taller Ex G-TRF2 (revitalización)
60/10 kV - 17,2 MVA	2		2	SETs Pachacamac y San Bartolo
60/10 kV - 12,5 MVA	1		1	SET Santa Clara
TOTAL	8	4	12	

Fuente: Absolución de Observaciones de LDS

Asimismo, según la PROPUESTA FINAL de LDS, se plantea el uso de algunos transformadores disponibles del SST, según lo siguiente:

TIPO	Transformadores Disponibles SST	Propuesta PIT 2025-2029
60/22,9/10 kV - 40 MVA	1	Uso en SET Vitarte
60/22,9/10 kV - 25 MVA	2	01 como Reserva y 01 en futura SET Las Palmas (2032)
60/10 kV - 25 MVA	2	En SET Huaycán, uno el 2025 y otro en el 2032.
60/10 kV - 17,2 MVA	2	Baja
60/10 kV - 12,5 MVA	1	Reemplazará al TR de 5 MVA de la SET Surco

Fuente: Absolución de Observaciones de LDS

Por otro lado, LDS considera la factibilidad de utilizar transformadores de tres devanados como reserva de unidades de dos devanados, y ha verificado que efectivamente ello es técnicamente factible, pero con restricciones (en algunas subestaciones, dado que no puede utilizar transformadores de reserva 50 MVA de 3 devanados para reemplazar transformadores de 2 devanados).

Al respecto, de acuerdo a lo informado por LDS, para el nivel de AT/MT o AT/MT/MT cuenta con Transformadores de tres tipos de devanados: 60/10 kV, 60/22,9 kV y 60/22,9/10 kV.

Asimismo, la tendencia es que las potencias de los transformadores se estandaricen en 50 MVA para transformadores de 2 devanados y 40 MVA para transformadores de 3 devanados. Si bien LDS posee transformadores de 25 MVA, también cuenta con transformadores disponibles de 25 MVA para usarse como reserva. Además, la tendencia nos lleva a considerar que dichos transformadores de 25 MVA serán reemplazados, cuando se requiera y sea factible, por transformadores de mayor potencia (40 o 50 MVA).

Del mismo modo, debido a que LDS cuenta con una gran cantidad de transformadores de los tres tipos de devanados, se considera razonable establecer 3 grupos de transformadores, como primer criterio, para efectuar la evaluación de los transformadores de reserva:

Transformadores por Devanados	Transformadores existentes en operación (según potencia del lado primario)
-------------------------------	--

60/10 kV	1 transformador de 5 MVA 2 transformadores de 17,2 MVA 19 transformadores de 25 MVA 2 transformadores de 40 MVA 20 transformadores de 50 MVA
60/22,9 kV	10 transformador de 50 MVA ⁽¹⁾
60/22,9/10 kV	1 transformador de 10 MVA 7 transformadores de 25 MVA 12 transformadores de 40 MVA

(1) Se considera el transformador de la SET Central que LDS no ha registrado correctamente en su formato F-003 y los transformadores aprobados para la SET Bujama y Alto Pradera.

Ahora bien, se procedió a determinar el modelo de confiabilidad del modelo de reserva de transformación, obteniéndose que los siguientes transformadores necesitan reserva de tipo bodega:

Transformadores por Devanados	Transformadores existentes en operación que necesitan reserva en bodega (según potencia del lado primario)	Transformadores de reserva o disponibles existentes
60/10 kV	12 transformadores de 25 MVA 2 transformadores de 40 MVA 13 transformadores de 50 MVA	1 transformadores de 12,5 MVA 1 transformadores de 17,2 MVA 2 transformadores de 25 MVA ⁽¹⁾ 1 transformador de 50 MVA
60/22,9 kV	10 transformador de 50 MVA	1 transformador de 50 MVA
60/22,9/10 kV	5 transformadores de 25 MVA 13 transformadores de 40 MVA	3 transformador de 25 MVA ⁽²⁾

(1) Se considera solo 1 transformador de los disponibles, puesto que el otro disponible se utilizará en la nueva SET Huaycán. Y se considera el transformador proveniente de la SET Monterrico el 2026.

(2) Considerando el transformador de la SET Chilca que pasa a disponible para reserva el 2028.

De acuerdo al cuadro anterior, se observa lo siguiente:

- Para los transformadores de 60/10 kV – 25 MVA (12 en total), se cuenta con una (02) reserva existente, por lo que se considera que no necesitan ser evaluados en el modelo de optimización.
- Para los transformadores de 60/10 kV, de 40 y 50 MVA (15 en total), se considera que deben pasar a evaluarse en el modelo de optimización.
- Para los transformadores de 60/22,9 kV – 50 MVA (10 en total), se considera que deben pasar a evaluarse en el modelo de optimización.
- Para los transformadores de 60/22,9/10 kV, 25 MVA (5 en total), se cuenta actualmente con dos (02) reservas existentes y uno adicional para el 2028 proveniente de Chilca, por lo que se considera que no necesitan ser evaluados en el modelo de optimización.
- Para los transformadores de 60/22,9/10 kV – 40 MVA (13 en total), se considera que deben pasar a evaluarse en el modelo de optimización.

Transformadores por Devanados	Transformadores existentes en operación que necesitan reserva en bodega	Transformadores de reserva necesarios según el modelo de optimización	Ubicación de los transformadores de reserva
60/10 kV	2 transformadores de 40 MVA	2 transformador de 50 MVA	SET Puente y SET San Juan

Transformadores por Devanados	Transformadores existentes en operación que necesitan reserva en bodega	Transformadores de reserva necesarios según el modelo de optimización	Ubicación de los transformadores de reserva
	13 transformadores de 50 MVA		
60/22,9 kV	10 transformador de 50 MVA	1 transformador de 50 MVA	SET Los Ingenieros
60/22,9/10 kV	13 transformadores de 40 MVA	2 transformador de 40 MVA	SET Monterrico y SET Lurín

Por lo indicado, considerando los transformadores disponibles y reservas existentes, se considera razonable aprobar 3 transformadores de reserva en el Área de Demanda 7:

- 1 transformador 60/10 kV – 50 MVA a ubicarse en la SET Puente.
- 2 transformador 60/22,9/10 kV – 40 MVA a ubicarse en la SET Monterrico y SET Lurín.

Por otro lado, con respecto a la solicitud de Baja de los 2 Transformadores de 60/10 kV – 17,2 MVA que se encuentran disponibles, LDS no ha presentado mayor sustento, no ha indicado las características de dichos transformadores ni las razones por las que solicita su Baja. De similar manera, respecto a la propuesta de reemplazar el Transformador de 5 MVA de la SET Surco por el Transformador disponible de 60/10 kV – 12,5 MVA, no hay mayor sustento por parte de LDS, considerando también que la SET Surco no presenta sobrecargas en el periodo tarifario.

6.2.3.2 Sistema Eléctrico Cañete – Lunahuaná

a) Propuesta de nueva de la Línea de Transmisión en 60 kV Cantera - San Vicente (segundo circuito 100% subterráneo)

LDS propone el segundo circuito por criterio de confiabilidad N-1 completamente subterráneo simple terna de 500 mm² y dar de Baja a la Línea existente L-6610 Cantera – San Vicente.

De acuerdo al modelamiento efectuado, se observa que ante la desconexión de la Línea 60 kV L-6599 (que alimenta a la SET San Vicente), se presenta sobrecarga superior al 20% en la Línea 60 kV L-6610. Entonces, es necesaria una alternativa de inversión para cumplir con la redundancia bajo el criterio N-1 para la alimentación a la SET San Vicente (que sobrepasa la demanda de 30 MW), de acuerdo al 12.3.1 de la NORMA TARIFAS.

En consecuencia, es válida la propuesta de la nueva Línea de Transmisión Cantera – San Vicente y dar de Baja la Línea 60 kV L-6610. No obstante, se propone la línea de transmisión de 9,3 km de longitud, que incluye un tramo aéreo de 1,74 km y 240 mm² AAAC; que se implementará donde se encuentra actualmente el trazo de ruta de la L-6610, la cual se da de Baja.

Al respecto, a continuación, se indica el resultado del análisis de alternativas:

- Alternativa 1: Línea de transmisión Cantera – San Vicente, con 9,44 km de longitud, que incluye un tramo aéreo de 1,74 km y 240 mm² AAAC Cu y un tramo subterráneo de 7,7 km de 500 mm² XLPE Cu.
- Alternativa 2: Línea de transmisión Cantera – San Vicente, con 9,44 km de longitud, que incluye un tramo completamente subterráneo de 500 mm² XLPE Cu.

Cuadro N° 6.9
PROPUESTA OSINERGMIN - ÁREA DE DEMANDA 7

Nombre	Descripción Alternativa (2)	Costos de Inversión ⁽⁴⁾					Costos de Explotación ⁽⁴⁾			p.u.
		Transmisión		Transformación ⁽³⁾		Total Inversión	OyM	Pérdidas	Costo Total US\$	
		MAT	AT	MAT/AT	AT/MT					
Alternativa 1	LT 60kV Cantera-San Vicente ruta Subt + Aérea	-	10 945 510	-	-	10 945 510	1 960 225	- 888 295	12 017 440	1.000
Alternativa 2	LT 60kV Cantera-San Vicente ruta Subt	-	13 125 352	-	-	13 125 352	2 350 612	-1 015 517	14 460 448	1.203

Fuente: Formato F-205 de Osinergmin

La Alternativa N° 1 resulta ser la ganadora.

En relación a reutilizar tramos de la ruta de la línea L-6610 (planteada como Baja), LDS sostiene que las estructuras comparten la sujeción tanto de la línea L-6610, así como del circuito troncal del alimentador de media tensión (MT) CÑ-04 que proviene de la SET San Vicente, el cual permanecerá en dicha posición, al margen que LDS plantee la Baja de la Línea L-6610.

Al respecto, es importante señalar que las estructuras que comparten redes de AT y MT corresponden a estructuras de transmisión, que LDS ha utilizado para instalar su red de MT, a su propio riesgo. Asimismo, el reconocimiento tarifario corresponde a una línea en 60 kV aérea. En ese sentido, LDS únicamente tiene que utilizar la ruta de la línea de transmisión, por la cual se le remunera actualmente, para implementar la nueva línea en 60 kV con tramo aéreo. Cabe señalar también que, LDS, de así considerarlo, puede utilizar las nuevas estructuras de la línea de transmisión para implementar su red MT. Es decir, es su potestad plantear soluciones en la red de distribución, considerando que ha sido a su propio riesgo utilizar las estructuras de transmisión para implementar dicha red MT.

b) Propuesta de Transformadores de Reserva

LDS en su PROPUESTA FINAL, solicitó la aprobación de un (1) transformador de reserva 220/60 kV – 25 MVA para la SET Cantera, sustentando su pedido en un estudio económico.

Al respecto, de la revisión de dicho estudio se advierte que, el parámetro “tiempo de reposición” del transformador sin reserva, no presenta un sustento técnico ni es consistente, toda vez que, para su cálculo LDS consideró como tiempo de reparación del transformador 7 200 horas (300*24), cuando según valores típicos de tiempos de reparación para transformadores de 220 kV es de 2 190 horas, según valores utilizados por el modelo de transformadores de reserva.

Nivel de tensión del transformador de potencia	Tiempo Mínimo para hacer mantenimiento (años)	Tiempo Máximo para hacer mantenimiento (años)	Tiempo Mínimo durante mantenimiento (horas)	Tiempo Máximo durante mantenimiento (horas)	Tiempo Mínimo de reparación de Falla leve (Horas)	Tiempo Máximo de reparación de Falla leve (Horas)	Tiempo Mínimo de reparación de Falla grave (Horas)	Tiempo Máximo de reparación de Falla grave (Horas)
Tension	MinTMMant	MaxTMMant	MinTDMant	MaxTDMant	MinTRFalLeve	MaxTRFalLeve	MinTRFalGrav	MaxTRFalGrav
500	12	24	1	3	1	19	876	5256
230	6	12	1	3	4	10	876	2160
138	6	12	1	3	1	6	1752	13140
69	1	4	1	3	4	8	1314	2628
33	1	4	1	3	8	8	1314	2628

Fuente: Modelo Transformadores de Reserva.

Además, en el estudio inicial de LDS, el parámetro “tiempo de reposición” sin reserva era de 168 horas, totalmente diferente al valor de 8618 horas, utilizado

en su PROPUESTA FINAL. Por lo cual se evidenciándose una inconsistencia en dicho parámetro.

De otro lado, si bien no se encuentra dentro del alcance de la NORMA RESERVA DE TRANSFORMACIÓN, se ha efectuado el modelo de confiabilidad de dicha norma para verificar si amerita algún tipo de reserva. Del resultado obtenido, se verifica que en la SET Cantera (que tiene 2 Transformadores 220/60 kV de 25 MVA), no se necesita una reserva de transformación:

Empresa de Distribución	Nombre Subestación	Código de Módulo Estándar	Reserva en Bodega	Reserva Cambio Rápido	Reserva en Línea	Es viable una Reserva?	Cual tipo de reserva se recomienda?
LUZ DEL SUR	Cantera	TP-220060-025CO1E	-\$ 126,306	-\$ 244,377	-\$ 1,159,899	NO	No viable
LUZ DEL SUR	Cantera	TP-220060-025CO1E	-\$ 54,414	-\$ 172,754	-\$ 1,086,667	NO	No viable

En tal sentido, no corresponde aprobar el transformador de reserva en 220/60 kV – 25 MVA para la SET Cantera.

6.2.4 Plan de Inversiones 2025-2029

A continuación, se citan los resultados obtenidos.

Proyectos requeridos en el Período 2025-2029

Como resultado del análisis realizado por Osinerghmin, en el Anexo F se detallan los proyectos requeridos para el período 2025-2029, que forman parte del SCT a ser remunerado por la demanda, así mismo en el formato “F-305” se detalla por Elemento el contenido de cada proyecto.

Cabe mencionar que, para la fecha de puesta en Operación Comercial de las instalaciones en transmisión y las diferencias entre las características de las instalaciones aprobadas en el Plan de Inversiones y las instalaciones realmente puestas en servicio; se debe tener en cuenta lo siguiente:

Fecha de Puesta en Operación Comercial de las instalaciones de transmisión: La fecha de Puesta en Operación Comercial (en adelante “POC”), consignada en el Anexo F para cada uno de los proyectos, es vinculante, quedando en responsabilidad del concesionario iniciar la POC de forma oportuna en el año señalado para cada proyecto, bajo apercibimiento del inicio de un procedimiento sancionador en caso de incumplimiento.

Diferencias entre las características de las instalaciones aprobadas en el Plan de Inversiones y las instalaciones realmente puestas en servicio: Se debe precisar que en caso se presente diferencias no significativas entre las características técnicas de las instalaciones aprobadas en el Plan de Inversiones y las características de las instalaciones realmente puestas en servicio, corresponde que los sobrecostos originados por tales diferencias sean sometidos a evaluación del Regulador en el proceso de liquidación anual de ingresos de los SST y SCT y no en el proceso de modificación del Plan de Inversiones; ello debido a que dichos sobrecostos, no alteran la alternativa de mínimo costo elegida por Osinerghmin durante el proceso de aprobación del Plan de Inversiones vigente.

Programación de Bajas

Las instalaciones que quedan en desuso como resultado del planeamiento de la expansión de la transmisión, pasan a reserva en caso sean requeridas para tal fin y tengan un tiempo de vida menor a 30 años, caso contrario se considera su Baja para el año en que queda en desuso.

Al respecto, se han programado Bajas durante el periodo 2025-2029, las cuales se muestran en el Cuadro 6.10:

Cuadro 6.10

Programación de Bajas - ÁREA DE DEMANDA 7

[illegible]

Programación de Bajas AD07				
AD	Titular	Año	Elemento	Instalación
7	LDS	2028	Celda de Alimentador 10 kV	SET AT/MT Gálvez
7	LDS	2028	Celda de Alimentador 10 kV	SET AT/MT Gálvez
7	LDS	2028	Celda de Alimentador 10 kV	SET AT/MT Gálvez
7	LDS	2028	Celda de Alimentador 10 kV	SET AT/MT Gálvez
7	LDS	2028	Celda de Alimentador 10 kV	SET AT/MT Gálvez
7	LDS	2028	Celda de Transformador 10 kV	SET AT/MT Gálvez
7	LDS	2028	Celda de Transformador 10 kV	SET AT/MT Gálvez
7	LDS	2028	Celda de Medición 10 kV	SET AT/MT Gálvez
7	LDS	2028	Celda de Medición 10 kV	SET AT/MT Gálvez
7	LDS	2028	Celda de Acoplamiento 10 kV	SET AT/MT Gálvez
7	LDS	2028	Celda de Acoplamiento 10 kV	SET AT/MT Gálvez
7	LDS	2025	Línea 60 kV Cantera – San Vicente L-6610	Línea
7	LDS	2026	Celda de Línea 60 kV (L-642)	SET Huachipa
7	LDS	2026	Celda de Línea 60 kV (L-642)	SET Planicie

En resumen, el Plan de Inversiones en transmisión del Área de Demanda 7, que se requiere implementarse en el período 2025-2029, se muestra en el Cuadro 6.11.

Cuadro 6.11
PROPUESTA Osinerghmin - ÁREA DE DEMANDA 7
PLAN DE INVERSIONES SCT

Proponentes/Titulares	Inversión (USD)	Longitud (km)	Potencia de Transformación (MVA)	Cantidad De Elementos
Total Área de Demanda 07	63 714 595	25	285	131
LUZ DEL SUR	63 714 595	25	285	131
MAT				
Celda				
Línea				
Transformador				
Banco				
AT				
Celda	20 683 724			33
Línea	30 149 323	25.18		13
Transformador	6 358 305		285	8
Banco				
MT				
Celda	6 523 242			77
Banco				

Nota: Están incluidas únicamente las inversiones previstas en el horizonte 2025-2029.

6.2.5 Plan de Inversiones 2021-2025

En cumplimiento del segundo párrafo del numeral 5.7.2 de la NORMA TARIFAS⁸, los proyectos aprobados en el PI 2021-2025 que no hayan sido ejecutados y que no prevean ejecutarse hasta abril de 2025, de acuerdo con lo informado por el respectivo titular en su propuesta y según lo informado por la DSE, son materia de evaluación en el presente proceso.

Atendiendo a lo dispuesto en la NORMA TARIFAS, la revisión tiene por objetivo analizar si dichas instalaciones justifican su necesidad tal cual fueron aprobadas en el PI 2021-2025, o si bajo la configuración existente en la fecha de la elaboración del nuevo Plan de Inversiones, del análisis técnico - económico deriva una alternativa de mínimo costo que la sustituya.

Según lo prevé el numeral 5.8.5 de la NORMA TARIFAS⁹, en caso de que del citado análisis resulte que las instalaciones deban ejecutarse como parte del PI 2021-2025, prevalecerá la obligatoriedad de ejecución y el plazo de implementación contenido en dicho plan, cuyo incumplimiento acarreará, la infracción y sanción que se determine dentro del procedimiento administrativo sancionador respectivo.

Ahora bien, de la revisión de la propuesta y análisis efectuado para el Área de Demanda 7, se presentaron casos que implican el retiro de instalaciones consideradas en el PI 2021-2025, por lo que los Elementos retirados son los consignados en el Cuadro 6.12.

Cuadro 6.12
Elementos retirados del Plan de Inversiones 2021-2025

Retiro de proyectos aprobados PIT 2021-2025 AD07					
AD	Titular	Año	Elemento	Instalación	Módulo Estándar
7	LDS	2025	Celda de línea de 60 kV	SET AT/MT San Isidro	CE-060COC1ESBLI
7	LDS	2025	Celda de línea de 60 kV	SET AT/MT Limatambo	CE-060COC1ESBLI

Al respecto, cabe señalar que los dos (02) Elementos mostrados en el cuadro anterior, corresponden al proyecto N° 14, aprobado en el PI 2021-2025 (modificatoria).

Adicionalmente, se retiran las Bajas consignadas en el Cuadro 6.13.

Cuadro 6.13
Bajas retiradas de la programación del Plan de Inversiones 2021-2025

⁸ “Las instalaciones de transmisión existentes, a informarse en la oportunidad de proponerse el nuevo Plan de Inversiones, incluyen las que estando en el Plan de Inversiones aprobado se prevé serán puestas en operación comercial hasta el mes de abril del año de la siguiente fijación de Tarifas y Compensaciones de los SST y SCT. Las que no se ejecuten hasta el último día de dicho mes de abril, podrán incluirse en el nuevo Plan de Inversiones a proponerse para la revisión y aprobación por parte de Osinergmin, donde tendrá que demostrarse que continúan siendo necesarias para la atención de la demanda, mediante el respectivo análisis técnico-económico comparativo de alternativas que verifique que además de mantenerse como técnicamente viables representan la alternativa de mínimo costo”.

⁹ “Las instalaciones de transmisión existentes, a informarse en la oportunidad de proponerse el nuevo Plan de Inversiones, incluyen las que estando en el Plan de Inversiones aprobado se prevé serán puestas en operación comercial hasta el mes de abril del año de la siguiente fijación de Tarifas y Compensaciones de los SST y SCT. Las que no se ejecuten hasta el último día de dicho mes de abril, podrán incluirse en el nuevo Plan de Inversiones a proponerse para la revisión y aprobación por parte de Osinergmin, donde tendrá que demostrarse que continúan siendo necesarias para la atención de la demanda, mediante el respectivo análisis técnico-económico comparativo de alternativas que verifique que además de mantenerse como técnicamente viables representan la alternativa de mínimo costo”.

Programación de Bajas AD07				
AD	Titular	Año	Elemento	Instalación
7	LDS	2023	Línea 60 kV Santa Rosa Antigua – Huachipa (L-657) (con excepción del tramo E07-E11)	Línea
7	LDS	2023	Celda de Línea 60 kV (L-657)	SET AT/MT Santa Rosa Antigua
7	LDS	2023	Celda de Línea 60 kV (L-657)	SET AT/MT Huachipa

7. Conclusiones y Recomendaciones

Del análisis realizado por Osinergmin a los estudios presentados por LDS, se concluye lo siguiente:

- a) Se ha estimado que la tasa de crecimiento de la demanda eléctrica en el Área de Demanda 7 es alrededor de 1,8%, menor que el presentado por Luz del Sur S.A.A. en su PROPUESTA FINAL (2,9%) para el período 2022-2034.
- b) La inversión referencial total en transmisión considerada para el Área de Demanda 7, en el periodo comprendido entre el 01 de mayo de 2025 al 30 de abril de 2029, asciende al monto de USD 63 714 595, según los valores de inversión por proyecto de transmisión que se muestran en el Anexo F del presente informe. Dicha inversión es asignada a Luz del Sur S.A.A.
- c) Producto de las inversiones previstas en el Área de Demanda 7, se han previsto Bajas en el periodo 2025-2029 para dicha Área de Demanda.
- d) Se recomienda la emisión de una resolución que apruebe el Plan de Inversiones en transmisión para el Área de Demanda 7, correspondiente al período mayo 2025 - abril 2029, tomando en cuenta lo señalado en los párrafos anteriores.
- e) Finalmente, se precisa que en las premisas consideradas para la propuesta del presente Plan de Inversiones 2025-2029, se ha considerado la ejecución de los proyectos aprobados en el Plan de Inversiones 2021-2025, por lo que estas últimas instalaciones deben ser implementadas antes de mayo 2025, salvo los casos de reprogramación aceptadas, a fin de garantizar el suministro eléctrico continuo, que es responsabilidad de la empresa distribuidora.



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

/mfc

8. Anexos

A continuación, se presentan los siguientes anexos al informe:

- | | |
|----------------|---|
| Anexo A | Análisis de las Opiniones y Sugerencias a la PREPUBLICACIÓN. |
| Anexo B | Metodología para la Proyección de la Demanda. |
| Anexo C | Metodología y determinación de transformadores de reserva. |
| Anexo D | Diagrama Unifilar del Sistema Actual según información del TITULAR. |
| Anexo E | Diagrama Unifilar de la Alternativa Seleccionada, según análisis de Osinergmin. |
| Anexo F | Plan de Inversiones 2025-2029, determinado por Osinergmin. |
| Anexo G | Cuadros Comparativos. |

Anexo A
Análisis de las Opiniones y
Sugerencias a la
PREPUBLICACIÓN

Análisis de las Opiniones y Sugerencias de LDS a la PREPUBLICACIÓN

1. Pronóstico del PBI del Área de Demanda 7

LDS afirma que del modelo utilizado por Osinergrmin para proyectar la variable PBI de Lima, utilizado para proyectar la energía del Área de Demanda 7, se obtienen resultados incongruentes. Por tanto, solicita el modelo propuesto por la concesionaria para proyectar el PBI de Lima, y con ello actualizar la proyección de demanda del Área de Demanda 7 correspondiente al período 2023 – 2054.

Sustento

En el período 1996-2022, datos usados para las proyecciones al 2034 y 2054, la correlación del PBI Nacional (4,1%) y el PBI Lima (4,3%) es muy alta (99,95%). Sin embargo, de las proyecciones obtenidas por Osinergrmin para el período 2025-2054 son incongruentes ya que se obtiene un crecimiento anual promedio de 2,9% para PBI Nacional y 1,5% para el PBI Lima. Lo mismo observó para el Área de Demanda 6, muestra un crecimiento anual promedio de 2,9% para PBI Nacional y 3,1% para el PBI Lima

Considerando que la proyección de la demanda constituye una variable que impacta directamente en la determinación del factor de utilización de las instalaciones, es obligación de Osinergrmin revisar que los resultados de ajustar las proyecciones de demanda puedan considerar los datos estadísticos registrados, y sobre la base de ello, identificar errores sistemáticos que invaliden los ajustes efectuados. En este caso, es evidente que los ajustes efectuados no llevan a resultados sustentables, no solamente por ser notablemente inferiores a los obtenidos en el sistema eléctrico Lima Norte, sino también porque las proyecciones al largo plazo (período 2035 al 2050) difieren en promedio casi 150% respecto de las proyecciones efectuadas en el PI 2021-2025.

Análisis de Osinergrmin

Se ha revisado los modelos econométricos empleados en la proyección del PBI del Área de Demanda 7 por LDS en las etapas de PREPUBLICACIÓN y, de Opiniones y Sugerencias. A partir de los dos estudios adjuntos por LDS en la etapa de Opiniones y Sugerencias, se ha reconsiderado modificar el modelo con el que se estima el PBI del Área de Demanda 7, observándose que la especificación de la ecuación econométrica propuesta por LDS estadísticamente es consistente y robusta en línea con la realidad.

Por tanto, se acoge en el extremo de considerar el modelo propuesto por LDS para proyectar el PBI del Área de Demanda 7 y en función de ello actualizar las proyecciones de la demanda para Usuarios Regulados.

Conclusión

Por las razones explicadas en el análisis anterior, se acoge esta opinión.

2. Incorporación de demanda de clientes importantes por sus magnitudes en la proyección de demanda LDS

LDS afirma que Osinergrmin ha subestimado la demanda futura en las zonas este y sur de su concesión en su proyección de la demanda, ya que no ha considerado el incremento de demanda de algunos clientes en el Área de Demanda 7.

Solicitud

LDS solicita considerar en la proyección de demanda del PI 2025-2029 el incremento de demanda de 17 clientes.

Sustento

LDS menciona que las cargas solicitadas fueron sustentadas en base a lo requerido en el numeral 8.1.2.c de la NORMA TARIFAS y que Osinergrmin no tiene

la facultad de solicitar mayor información a la establecida en dicha norma. Menciona que Osinergmin requiera presentar un “Compromiso de Inversión” para las cargas que superen 1 MW. Además, en el Anexo B del Informe Técnico N° 088-2024-GRT, Osinergmin indica que deberá presentar un “documento que verifique el compromiso de inversión requeridos por la magnitud de la carga”, pero no detalla el tipo de documentos deben presentarse sustentar el compromiso de inversión. Esto último, LDS señala que recae en ilegalidad y falta de predictibilidad, que también ha sido señalada por otros titulares de transmisión.

LDS agrega que ha realizado todos los esfuerzos para requerir de los Clientes los Compromisos de Inversión requeridos, por tanto, considera que ha presentado todos los elementos de sustento que demuestran una real necesidad por parte de sus Clientes y en caso no sea atendido en el PI 2025-2029 se pone en riesgo la atención futura de dichos clientes.

Finalmente, no resulta menos importante advertir que la evaluación efectuada por la GRT en el presente procedimiento no puede partir de un análisis discrecional sino que debe motivarse adecuadamente las razones por las que no se considera suficiente la información presentada.

Análisis de Osinergmin

Sobre lo indicado por LDS, las solicitudes de factibilidad han sido evaluadas individualmente acorde a los requerimientos mencionados en el ítem B.3.2.2 del Anexo B del Informe Técnico N° 088-2024-GRT y según la NORMA TARIFAS.

En relación al “Compromiso de Inversión” como parte del sustento documental requerido por Osinergmin y con lo cual los TITULARES sustentan y justifican el ingreso de nuevas cargas (Demanda Incorporada) y los incrementos futuros de las cargas existentes, es preciso indicar que se trata de un requerimiento necesario aplicado de manera transversal en todas las Áreas de Demanda porque se ha verificado que las cargas importantes con solicitudes de factibilidades aprobadas en los Planes de Inversión anteriores no han terminado ejecutándose en gran parte, generando una pérdida de eficiencia social sobre la cual se pretende sostener el costo para la demanda futura de electricidad, desde el lado de la proyección de Clientes Libres. Es por ello que el “Compromiso de Inversión” se suma al conjunto documental que Osinergmin aplica como criterio de sustento de la proyección de demanda de los Clientes Libres.

Sobre lo sostenido por LDS que precisa que, según la NORMA TARIFAS, Osinergmin no tiene la facultad de solicitar mayor información, estos aspectos se desarrollan en el Informe Legal N° 445-2024-GRT.

De la revisión de la documentación presentada en la etapa de opiniones y sugerencias, LDS ha presentado opiniones sobre 17 cargas, de las cuales, en la proyección de la demanda efectuada por Osinergmin se está considerando 14 cargas que cumplen con la documentación debidamente sustentada.

Cabe indicar que la validación y revisión de cada solicitud de demanda presentada por LDS, según los criterios descritos en el ítem B.3.2.2 del Anexo B “Metodología empleada para el Estudio de Demanda”, se detalla en el archivo MS Excel de los Formatos de demanda “F-100”, ver hoja “Factibilidades LDS”.

Por tanto, al considerarse 14 de las 17 cargas opinadas por LDS, se acoge parcialmente la opinión.

Conclusión

Por las razones explicadas en el análisis anterior, se acoge parcialmente esta opinión.

3. Proyección de máxima demanda en 10 kV y 22,9 kV

LDS indica que las demandas utilizadas por Osinergmin para identificar las subestaciones existentes que tienen dos niveles de tensión en sus lados secundarios y cuyas capacidades de diseño son superadas, no son correctas. Por tanto, solicita considerar la

proyección de su máxima demanda por nivel de tensión, conforme se establece en el Formato F-202 de la NORMA TARIFAS.

Sustento

LDS señala que debe aplicarse el numeral 11.5 y artículo 37 de la NORMA TARIFAS, respecto a la demanda utilizada para transformadores de potencia y la identificación de demanda que supere la capacidad de diseño. Entonces, para subestaciones que cuentan con dos (02) o más niveles de tensión (p.e 10 kV y 22,9 kV), la máxima demanda es la sumatoria de las demandas “coincidentes” registradas en cada nivel de tensión. En general, la demanda coincidente es menor que la suma de los valores máximos registrados “individualmente” ($MD_{SET} < MD_{22,9kV} + MD_{10kV}$), siendo la máxima demanda por nivel de tensión ($MD_{22,9kV}$ y MD_{10kV}) y sus proyecciones, base para dimensionar el número de alimentadores y capacidad de los transformadores en el corto, mediano y largo plazo.

Sobre la base del análisis realizado, para cumplir con lo establecido en el formato F-202 de la NORMA TARIFAS, es necesario considerar una variante del Formato F-120 que consigne los valores de máxima demanda por nivel de tensión en las subestaciones. Dicha variante está incluida en el archivo “F-100_Área de Demanda 7.xls” en la hoja “F-120 (DEV)”, de la propuesta de LDS.

Análisis de Osinerghmin

La NORMA TARIFAS presenta los criterios técnicos y económicos tanto específicos como generales para el planteamiento sobre el que se define las instalaciones requeridas por la demanda, sin embargo, en línea con el desarrollo de los Planes de Inversiones anteriores y las necesidades que fueron apareciendo en tales procesos expuestos por los TITULARES, se fue adoptando criterios adicionales de modo complementario y necesario, resultando a su vez no excluyentes ni definitivos, cuyo principal fin es permitir un desarrollo correcto e integral de tal planteamiento.

Así que, entre otros criterios considerados en las líneas de transmisión está la referencia del margen del 120% para sobrecarga en el N-1 y en cuanto a los transformadores en bancada, la reserva es mediante un polo adicional.

Con respecto a la materia objeto de opinión por LDS, se está considerando el uso del formato 120 SET (demanda máxima coincidente con la máxima demanda en subestación) pues resulta ser la opción coherente técnicamente en la mayoría de casos que se han evaluado para Lima como fuera de ella. Las razones son las siguientes:

- Muchos de los transformadores en las SET tienen tres devanados por lo que considerar la Máxima Demanda por devanado ocasiona un sobredimensionamiento. Este caso aplica para uno o más transformadores en las SET's.
- En las subestaciones donde solo se tiene un transformador con un solo devanado no se espera mayores inconvenientes, dado que la demanda máxima del devanado es la misma que la máxima del transformador y de la SET.

En lo particular, en las subestaciones donde se tienen más de un transformador con un solo devanado e incluso hasta con tres, y que solo se está utilizando uno de ellos, se tratan de casos atípicos. Al respecto, es importante advertir que el uso de transformadores de tres devanados para tener opción a cambio y confiabilidad a nivel de las barras MT no puede ser considerado un criterio de confiabilidad, tomando en cuenta que los transformadores de tres devanados son aprobados con el fin de aprovechar al máximo la conexión en MT.

En tal sentido, no es válida la propuesta planteada por LDS por lo indicado anteriormente.

Conclusión

Por las razones explicadas en el análisis anterior, no se acoge esta opinión.

4. [Demanda de energía correspondiente al año base](#)

LDS indica que las demandas de energía en AT y MT del año base (2022), difieren respecto a lo considerado en la Liquidación Anual. Por tanto, solicita corregir la demanda de energía en AT y MT considerando los valores resultantes en la Liquidación Anual del año 2022.

Sustento

Para el año base (2022) la energía registrada es 4 451 GWh en AT y 9 686,3 GWh en MT; sin embargo, los valores difieren respecto a la Liquidación Anual del 2022, hoja "Áreas" del archivo "3Demanda_2022(RRLiq13).xlsx", que se consigna 4 717 GWh en AT y 9 345,3 GWh en MT.

Análisis de Osinerghmin

Al respecto, los valores de energía considerados en el formato F-119 corresponden a los obtenidos del Sistema de Información Comercial (SICOM) y Sistema de Información de Clientes Libres (SICLI) del año 2022, agregando las pérdidas en media y baja tensión según sea el caso. De la revisión efectuada, se validan los valores consignados en el formato F-119 y, por tanto, se mantienen.

Conclusión

Por las razones explicadas en el análisis anterior, no se acoge esta opinión.

5. [Proyección de demanda para el largo plazo](#)

LDS menciona que el modelo tendencial utilizado por Osinerghmin para la proyección de la demanda en el largo plazo no es representativo. Por tanto, solicita considerar el modelo econométrico para el período 2030-2054.

Sustento

Los modelos tendenciales analizados por Osinerghmin en la hoja "F-106" del archivo "F-100_Área de Demanda 7_PI 25-29.xlsx" presentan un coeficiente de determinación (R²) menor a 80%.

Al respecto, LDS señala que en el Informe N° 347-2020-GRT del proceso de Modificación del PI 2021-2025 para el Área de Demanda 7, Osinerghmin rechazó el "modelo potencial" por presentar un R² de 86,67%. Por tanto, en la Prepublicación del PI 2025-2029 no se está aplicando el mismo criterio utilizado en el PI 2021-2025, y para la proyección de largo plazo el modelo lineal, se obtiene un R² igual a 76,90% que es un parámetro de menor calidad que el desestimado anteriormente.

LDS agrega que otro indicador a evaluar es la tasa de crecimiento anual, que aplicando el modelo tendencial se obtiene un crecimiento de 1,79% para el largo plazo, valor menor al 3,3% que corresponde al promedio histórico del período 1996-2022 (26 años).

Análisis de Osinerghmin

Se ha revisado la propuesta de LDS en cuanto a considerar los resultados de los modelos econométricos en las proyecciones de la demanda de largo plazo (2030-2054), y al respecto es preciso indicar que el Plan de Inversiones tiene su etapa de modificatoria, siendo el año siguiente de su aprobación, en la que se permite revisar y ajustar las proyecciones, en caso corresponda. Asimismo, es importante considerar las limitaciones de datos históricos de algunas variables explicativas como el PBI y la tarifa real, en tanto no es coherente presumir que para los siguientes 30 años se siga considerando como datos de entrada la última tasa de crecimiento proyectada del PBI nacional (año 2025) y el valor de la Tarifa real (año 2022), de forma constante.

Por otro lado, los modelos tendenciales lineales nos ofrecen un crecimiento conservador de la demanda para las proyecciones de largo plazo, con los cuales se reconoce un crecimiento "autónomo" de la demanda y a través del cual se captura el comportamiento creciente de la demanda de electricidad, motivos principales por los cuales Osinerghmin

considera razonable utilizar los métodos tendenciales en la proyección de la demanda a largo plazo en lugar que los econométricos.

Conclusión

Por las razones explicadas en el análisis anterior, no se acoge esta opinión.

Observaciones generales al Plan de Inversiones 2025-2029

Nueva SET Huaycán AT/MT 25 MVA

6. Costos comunes asociados a las celdas de 10 kV

LDS solicita incluir los costos comunes de las celdas de 10 kV en la valorización de la nueva SET Huaycán.

Sustento

En el formato F-302 se observa que los costos comunes de las celdas 10 kV de la SET Huaycán no han sido valorizados; sin embargo, de acuerdo a lo establecido en el numeral 16.1.1 de la NORMA TARIFAS, para el caso de subestaciones nuevas, los costos de las obras comunes y servicios auxiliares se prorratan entre los nuevos elementos que ingresan en el mismo año, en proporción a sus costos de inversión.

Análisis de Osinerghmin

Al respecto, mediante la Resolución N° 080-2022-OS/CD, se aprobó la nueva Base de Datos de Módulos Estándares de Inversión para Sistemas de Transmisión, donde se indicó en el numeral 6.2.2 del Informe Técnico N° 262-2022-GRT que forma parte integrante de dicha resolución, lo siguiente:

“Para la valorización de obras comunes se considerarán en el cálculo las instalaciones de alta (33 kV, 60 kV), muy alta tensión (138 kV, 220 kV y 500 kV), así como los niveles de 22,9 kV y 10 kV (cuando sea del tipo convencional al exterior), no se tendrán en consideración las obras comunes para niveles de tensión en 22,9 kV y 10 kV cuando sean del tipo MetalClad o encapsuladas GIS.”

En ese sentido, en el formato F-302 presentado en la hoja “F-302 Alt1” del archivo “F-300_400_Área de Demanda 7_PI 25-29.xlsm” no corresponde considerar los costos comunes solicitados por LDS.

Conclusión

Por las razones explicadas en el análisis anterior, no se acoge esta opinión.

7. Costos de las obras comunes variables

LDS solicita valorizar las obras comunes considerando las cantidades de celdas por cada nivel de tensión según la disposición final de la SET Huaycán.

Sustento

LDS menciona que en el Informe N° 384-2016-GRT, ante la solicitud de LDS de reconocer los costos comunes de la SET Alto Pradera en base al diseño final de la subestación, Osinerghmin consideró el equipamiento futuro para determinar la cantidad de celdas en los costos comunes.

Asimismo, mediante Resolución N° 118-2022-OS/CD, en respuesta al petitorio de ELECTRONORTE sobre reconocimiento de costos comunes en la SET Pampa Pañala, Osinerghmin manifestó en su análisis que la concesionaria “... tuvo la obligación y oportunidad de presentar la información de sustento del cambio en las características de los costos comunes considerando una mayor cantidad de celdas de líneas debido al desarrollo futuro de la misma”.

Además, según el numeral 16.1.1 de la NORMA TARIFAS “Para el caso de SET's nuevas, los costos de las obras comunes y servicios auxiliares se prorratan entre los nuevos Elementos que ingresan en el mismo año, en proporción a sus costos de

inversión. Para el caso de nuevos Elementos a instalarse en subestaciones existentes, no aplica este criterio.”, esto quiere decir que cuando en el futuro sea necesario adicionar nuevos elementos en la subestación, no se podrá reconocer los costos comunes asociados a dichas ampliaciones.

Por lo tanto, considerando los antecedentes antes mencionados y la normativa vigente, LDS solicita que los costos comunes variables por nivel de tensión se determinen considerando la cantidad total de celdas del respectivo nivel de tensión en base al diseño final de la subestación.

Análisis de Osinerghmin

Con respecto a los costos de las obras comunes en 60 kV, se verifica que es necesario remunerar los costos de obras comunes para las celdas de acuerdo con la disposición final propuesta por LDS: 04 celdas de línea y 02 celdas de transformador.

Con respecto a los costos de las obras comunes en 10 kV y 22,9 kV, no corresponde considerar costos de obras comunes. Ver Análisis de Osinerghmin al Comentario 6 de LDS.

Por tanto, se procede a valorizar los costos de las obras comunes en AT de acuerdo con la disposición final propuesta por LDS.

Conclusión

Por las razones explicadas en el análisis anterior, se acoge parcialmente esta opinión, en tanto se valoriza las obras comunes considerando la disposición propuesta por LDS..

8. Prorrateso Costos Comunes, Servicios Auxiliares y Costos Indirectos

LDS solicita corregir los errores en la valorización de la SET Huaycán relacionados al prorrateso de los costos comunes, servicios auxiliares y costos indirectos.

Sustento

El numeral 16.1.1 de la NORMA TARIFAS, establece que “*para el caso de SET’s nuevas, los costos de las obras comunes y servicios auxiliares se prorratesan entre los nuevos Elementos que ingresan en el mismo año, en proporción a sus costos de inversión*”

Sin embargo; en la valorización de la SET Huaycán prevista para el año 2025, los costos comunes, servicios auxiliares y costos indirectos (incluye terreno) han sido prorratesados sobre elementos que entrarán en servicio en los años 2025, 2029 y 2031, contraviniendo lo indicado en la NORMA TARIFAS.

Adicionalmente, en el Formato F-302 de la valorización de la SET Huaycán se incluye el transformador de potencia rotado con el costo de módulo respectivo, lo cual ha generado considerarlo en los prorratesos de los costos comunes, servicios auxiliares y costos indirectos (incluye terreno). Sin embargo, en la columna “Total” se ha consignado el valor cero para el transformador, teniendo como resultado un reconocimiento incompleto de los costos comunes, servicios auxiliares y costos indirectos asociados a la implementación de la SET Huaycán.

Para evitar el reconocimiento incompleto, los transformadores rotados considerados en la valorización, en el Formato F-302, deben tener asignados un valor cero en las columnas de los costos básicos, de tal forma que no participen en los prorratesos correspondientes a los costos comunes, servicios auxiliares e indirectos, como elementos rotados.

Análisis de Osinerghmin

Con respecto a los Elementos que entran en servicio luego del año 2025 y que han sido considerados en el cálculo de los costos comunes, Servicios Auxiliares y costos indirectos, es importante mencionar el numeral 16.1.1 de la NORMA TARIFAS, el cual dispone que dichos Elementos deben ser prorratesados exclusivamente, considerando

aquellos que entran en servicio durante el mismo año de referencia, es decir, para el caso de la SET Huaycán, el año 2025.

En ese sentido, en el formato F-302 presentado en la hoja "F-302 Alt1" del archivo "F-300_400_Área de Demanda 7_PI 25-29.xlsm" no se considera los Elementos a entrar en años posteriores al 2025, como lo solicita LDS.

Con respecto al "Transformador de Potencia 25 MVA 60/10kV (Rotado)", como indica LDS en su opinión, este Elemento debe reflejar un valor nulo en el formato correspondiente.

Conclusión

Por las razones explicadas en el análisis anterior, se acoge esta opinión.

9. Inclusión de estructuras de transición en el tramo aéreo de la línea 60 kV Portillo - Huaycán

LDS solicita adicionar dentro de la valorización de la Línea de Transmisión Portillo – Huaycán los elementos correspondientes a las estructuras de transición y el tramo de línea aéreo necesarios para el cruce del río Rímac.

Sustento

De acuerdo al archivo "F-300_400_Área de Demanda 7.xls", Osinerghmin ha considerado que la Línea de Transmisión Portillo – Huaycán es subterránea en todo su recorrido. Sin embargo, no ha aprobado el uso del Tunel Liner requerido para realizar el cruce del río Rímac de forma subterránea.

Por lo tanto, para que sea ejecutable la Línea de Transmisión Portillo – Huaycán, será necesario cruzar el Río Rímac de forma aérea.

Por lo antes expuesto, será necesario adicionar a la valorización del proyecto los siguientes elementos:

- Estructura de Transición aéreo subterránea, simple terna, para conductor de 2x500 mm² AAAC (Cantidad 02).
- Tramo aéreo, simple terna, para conductor de 2x500 mm² AAAC (longitud 110 metros).

Cabe mencionar que las ubicaciones de las estructuras de transición y la longitud del tramo aéreo quedarán establecidas una vez que se elabore la respectiva ingeniería.

Para efectos de la valorización, se plantea emplear módulos de Línea de Transmisión 60 kV, simple terna, de 1000 mm² (equivalente a 2x500 mm²). El costo unitario se puede obtener a partir de la extrapolación de los módulos existentes en la BDME. Como antecedente de esta solución se tiene lo propuesto por Osinerghmin en su Informe N° 058-2020-GRT con respecto a la "Propuesta de la Línea de Transmisión en 220 kV San Juan – Balnearios (tercer circuito 100% subterráneo)" analizada en el literal (i) del numeral 6.2.3.1 de dicho informe.

Análisis de Osinerghmin

LDS propone la inclusión de Estructuras de Transición en el tramo aéreo de la línea de 60 kV Portillo – Huaycán; sin embargo, de acuerdo al numeral 4.11 del Informe Técnico N° 503-2018-GRT que formó parte de la Resolución N° 179-2018-OS/CD, que aprobó la nueva Base de Datos de Módulos Estándares de Inversión para Sistemas de Transmisión, la aplicación de las Estructuras de Transición se dará para una derivación de líneas de transmisión aéreas existentes con nuevas líneas de transmisión subterráneas. Es por ello que en la Línea de Transmisión 60 kV Portillo – Huaycán, no se valorizó las estructuras de transición, puesto que el tramo de la línea de transmisión mencionado recién se va a implementar (no es un tramo existente).

Se debe precisar que según la composición del proyecto, se considera que para las líneas nuevas de transmisión aprobadas que sean de tramos compuestos (aéreo y subterráneo)

o solo de un tipo, y que además vayan directamente desde una SET a otra SET, no se hará uso de estructuras de transición, considerando que, al tener la naturaleza de tramo mixto, la parte área, bajo los criterios de estandarización de la BDME, mantiene una composición de estructuras terminal las cuales hacen la función de transición en cada cambio de tramo.

Sin perjuicio de lo indicado, sí es necesario incluir en la valorización el tramo aéreo (no incluye estructuras de transición) para el cruce del río Rímac como lo menciona LDS, de 0,11 km de sección 500 mm² AAAC, y en consecuencia reducir el tramo subterráneo de 1200mm² XLPE a 7,51 km.

Conclusión

Por las razones explicadas en el análisis anterior, se acoge parcialmente esta opinión, en tanto se considera el tramo aéreo para cruce de río Rímac.

10. Configuración Doble Barra para la SET Huaycán

LDS solicita considerar una configuración doble barra para la nueva SET Huaycán, según la propuesta de LDS.

Sustento

De acuerdo al literal a del numeral 6.2.3.1 del Informe N° 088-2024-GRT, respecto a la doble barra solicitada para la SET Huaycán, Osinergmin manifiesta lo siguiente:

“Al respecto, LDS presentó como sustento el Anexo 7 del documento “Absolución de Observaciones”; sin embargo, se observa que dicho sustento no es específico sobre el caso de la nueva SET Huaycán, correspondiendo solo a unos criterios y análisis de carácter general, por lo que, se considera que no se ha presentado el sustento para considerar una configuración de doble barra en la nueva SET Huaycán. Además, las celdas GIS tienen una menor probabilidad de falla y menor acciones de mantenimiento que otra tecnología, por lo que una subestación de simple barra se considera suficiente.”

Respecto a los sustentos presentados en la etapa de Absolución de Observaciones, LDS indica que en el Anexo se incluyó una comparación económica entre ambos tipos de sistemas de barras, lo cual es una condición fundamental para seleccionar la alternativa de menor costo en el horizonte de estudio; es decir, no se trató de sólo criterios y análisis de carácter general, sino con lo establecido en el numeral 10.1 de la NORMA TARIFAS, el cual es uno de los aspectos principales en los estudios de planeamiento que se debe utilizar para la definición del Plan de Inversiones.

Por otro lado, LDS manifiesta la conformidad a la menor probabilidad de falla y menores acciones de mantenimiento de la tecnología GIS comparada con otras tecnologías; sin embargo, cuando se trata de ampliaciones y reparaciones, la configuración simple barra no es la más adecuada, como se explica de manera extensa en el Anexo 02.

Por tanto, la configuración en doble barra es mejor alternativa técnica- económica.

Análisis de Osinergmin

El numeral 10.1 de la NORMA TARIFAS no establece una evaluación y análisis general como lo plantea LDS, sino de alternativas que resuelven un problema específico, el documento presentado en aquella instancia mostraba argumentos y parámetros generales, mas no cálculos trazables que sustenten su propuesta.

Asimismo, en la PROPUESTA FINAL, LDS presentó como sustento el Anexo 7 del documento “Absolución de Observaciones”; sin embargo, se indicó que el sustento no es específico sobre el caso de la nueva SET Huaycán, correspondiendo solo a unos criterios y análisis de carácter general. Así también, LDS, en el Anexo 03 de las Observaciones a la PREPUBLICACIÓN, no ha presentado un estudio técnico – económico más detallado, por lo cual, se considera que no se ha presentado el sustento suficiente.

Por otro lado, en el Anexo 03 en el documento “Informe Doble Barra SET Huaycán”, LDS presenta nuevos argumentos cualitativos para sustentar la implementación del sistema doble barra 60 kV para la SET Huaycán. LDS ha presentado 2 escenarios:

- Ampliación de nuevas Bahías GIS.
- Reemplazo de seccionador de barras de cualquier Bahía existente.

No obstante, en su sustento, no se incluyó un análisis de viabilidad económica, teniendo en cuenta los costos de inversión asociados con la implementación de la doble barra, en base, por ejemplo, a la energía no suministrada, teniendo en cuenta que la necesidad de su implementación se refleja en circunstancias excepcionales y singulares que, además, puede incluir procedimientos auxiliares y/o complementarios para reducir el tiempo de intervención, por ejemplo, no hace referencia alguna a la posibilidad de un diseño de simple barra previsto para ampliaciones futuras donde se deja un compartimiento para ampliar el cual no se muestra en los esquemas indicados por LDS.

En línea con lo anterior, en el sustento presentado ha mostrado únicamente un elemento (seccionador de barra) para plantear y mostrar la indisponibilidad, sin embargo, este evento también es generado con otros componentes de la bahía, sin discriminar si es simple o doble barra.

Conclusión

Por las razones explicadas en el análisis anterior, no se acoge esta opinión.

11. Fibra Óptica

LDS solicita incluir el reconocimiento por el tendido de fibra óptica en la valorización de la línea de transmisión Portillo – Huaycán.

Sustento

La exigencia de que los Sistemas de Transmisión cuenten con fibra óptica constituye una obligación regulatoria para los Titulares de Transmisión que nace de la Ley N° 29904, los Decretos Supremos N° 034-2010-MTC y N° 014-2013-MTC, y la Resolución Ministerial N° 468-2011-MTC/03. En ese sentido, ante una obligación regulatoria para los Titulares de Transmisión, en cumplimiento del numeral 12.1.7 de la NORMA TARIFAS, la misma debe ser considerada en el marco del presente procedimiento, más aún si se tiene en cuenta que la inversión solicitada cuenta con un Módulo Estándar.

De no aceptar la incorporación de la fibra óptica como parte de los costos de inversión del proyecto, se está generando una situación contradictoria. Agrega que, el hecho que el Ministerio de Energía y Minas no emita disposiciones complementarias para valorizar los costos incrementales por la instalación de los hilos de fibra óptica exigidos, no puede dejar sin efecto el derecho que tienen los Titulares de Transmisión de recuperar las inversiones efectuadas en sus Sistemas de Transmisión, conforme lo establece el numeral ii) del literal b) el artículo 139 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas.

En base a lo anterior, considerando que Osinerghmin reconoce las inversiones para efectuar la valorización de la línea de transmisión Portillo – Huaycán, resulta viable legalmente que se proceda con el reconocimiento de inversiones por la fibra óptica en atención al principio de razonabilidad, pues de lo contrario se le está vaciando de contenido al derecho de LDS de ver reconocida las inversiones efectuadas en cumplimiento de una obligación legal. Asimismo, se contraviene el numeral 5.9.3 de la NORMA TARIFAS que indica que los proyectos aprobados en el PI deben efectuarse en cumplimiento de las normas legales vigentes.

Análisis de Osinerghmin

Tal como se indicó en el Informe Técnico N° 088-2024-GRT (PREPUBLICACIÓN), 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. Cabe señalar que, el Ministerio de Energía y Minas, ente rector del sector eléctrico, a la fecha no ha emitido una disposición respecto sobre la normativa requerida.

Por otro lado, LDS ratifica su posición para la inclusión del tendido de fibra óptica en la valorización de la línea de transmisión Portillo – Huaycán. Si bien la Base de Datos de Módulos Estándar (BDME) ha desarrollado los módulos de fibra óptica; sin embargo, al no existir una regulación sectorial específica sobre estos elementos, se espera que su incorporación en la valorización de las líneas de transmisión sea en función al proceso de reconocimiento y valorización tarifaria, y no de manera automática.

El Informe Legal N° 445-2024-GRT complementa el análisis de esta opinión.

Conclusión

Por las razones explicadas en el análisis anterior, no se acoge esta opinión.

12. Asignación de tiempos y duraciones de mantenimiento

LDS solicita asignar correctamente los tiempos para hacer mantenimiento y durante el mantenimiento.

Sustento

En la hoja “Conf MCMC” del archivo “Modelo de Transformadores de Reserva.xlsm” de Osinerghmin se aprecia que los tiempos considerados para hacer mantenimiento (periodo entre mantenimientos) y los tiempos durante el mantenimiento (tiempo que toma realizar el mantenimiento) están invertidos.

Análisis de Osinerghmin

De la revisión del modelo de transformadores de reserva se verificó que, los tiempos para hacer mantenimientos y los tiempos durante mantenimientos están invertidos. Por lo tanto, corresponde modificar los tiempos de mantenimiento de acuerdo a lo informado por LDS.

En ese sentido, se procede a actualizar los cálculos de transformadores de reservas considerando los cambios por tiempos de mantenimientos.

Conclusión

Por las razones explicadas en el análisis anterior, se acoge esta opinión.

13. Los tiempos considerados en modelo, no son representativos

LDS indica que los tiempos considerados por Osinerghmin para la ejecución de diversas actividades de mantenimiento y reemplazos de transformadores son insuficientes y no son representativos. Por lo tanto, solicita considerar los tiempos remitidos por LDS.

Sustento

En el archivo “Tiempos TR RVA.xlsx” (adjunto), LDS menciona que sustenta cada actividad y sus tiempos requeridos para realizar las tareas de mantenimiento. Los datos propuestos para ser considerados han sido obtenidos en base a la experiencia en trabajos similares realizados por LDS en los eventos relacionados.

Análisis de Osinerghmin

En el Informe Técnico N° 305-2022-GRT que sustenta la NORMA RESERVA DE TRANSFORMACIÓN, se indica que las tasas, los tiempos, las distribuciones de probabilidad, determinadas y definidas para las tasas de falla leve, tasa de falla grave; serán modelados y considerando criterios heurísticos en base a fuentes internacionales.

Asimismo, en el Informe Técnico N° 305-2022-GRT, en respuesta al comentario 1 de DISTRILUZ se indicó lo siguiente: “los valores como tiempos, tasas de fallas, etc. serán considerados a partir de valores de fuentes internacionales, debido a que los valores que presentan las empresas en la mayoría escapan de los parámetros internacionales y de la experiencia técnica, por lo que, con el fin de evitar que los parámetros mencionados incluyan errores de información o ineficiencias por temas de operación y mantenimiento en los registros históricos de los transformadores se consideran los valores de fuentes internacionales”.

Por tanto, los tiempos considerados en el modelo están definidos y corresponden a los tiempos obtenidos de fuentes internacionales.

Conclusión

Por las razones explicadas en el análisis anterior, no se acoge esta opinión.

14. Costos de racionamiento y de la Base de Datos de Módulos Estándar

LDS solicita actualizar el cálculo de transformadores de reserva considerando los costos de racionamiento vigentes y los costos vigentes de equipos de la Base de Datos de Módulos Estándar.

Sustento

Costo de racionamiento

En la hoja “Comp Calidad” del archivo “Modelo de Transformadores de Reserva.xlsm” de Osinerghmin se consigna el costo de racionamiento de 2,399 S//kWh; pero corresponde al fijado el año 2018.

Al respecto, en el numeral 4.5 de la Norma Transformadores de Reserva, se indica lo siguiente:

“4.5. Costo de Energía No Servida: Valor económico expresado que se asigna por unidad de Energía No Servida (USD/kWh) por eventos de fallas o mantenimientos. Para eventos de falla se determinará a partir del Costo de Racionamiento que se utiliza en los Procesos de Fijación de Tarifas en Barra vigente, multiplicado por el factor que deriva de la relación entre el Costo de Racionamiento en Baja Tensión (1 624,08 USD/MWh) y el Costo de Racionamiento promedio del sector eléctrico (746 USD/MWh) o su respectiva actualización. Este valor económico se utilizará hasta que se defina el Costo de Falla en la regulación peruana.

Para mantenimientos, se utilizará el Costo de Racionamiento establecido en los Procesos de Fijación de Tarifas en Barra vigente.”

Se hace notar que el valor vigente fijado mediante Resolución N° 056-2023- OS/CD es el “Costo de Racionamiento igual a 280,869 ctm. S//kWh”.

Costos de Base de Datos de Módulos Estándar (BDME)

En las hojas “Costos TRF BDME Vigente” y “Costos Celdas BDME Vigente” del archivo “Modelo de Transformadores de Reserva.xlsm” se consignan costos de la BDME de los años 2023 y 2021, respetivamente. Al respecto, en el numeral 5.6 de la Norma Transformadores de Reserva, se indica lo siguiente:

5.6. A partir de la determinación de la Potencia No Servida y del estudio de confiabilidad se calculará el Valor Esperado de la Energía No Servida, considerando el Costo de Energía No Servida y el costo de la inversión requerida para los Transformadores de Reserva obtenida de los valores vigentes de la Base de Datos de los Módulos Estándar, referidos a los SST y SCT. Con esto se establecerá la relación Beneficio/Costo de considerar un Transformador de Reserva Compartida, la cual deberá ser mayor a uno para justificar su inversión. (subrayado añadido).

En consecuencia, Osinerghmin debe considerar los valores que fueron publicados mediante Resolución N° 037-2024-OS/CD del 12 de marzo del 2024.

Análisis de Osinergrmin

Costo racionamiento

Según la NORMA RESERVA DE TRANSFORMACIÓN, el costo de racionamiento debe actualizarse según el valor consignado en el proceso de fijación de tarifas vigente. Por tanto, corresponde usar el valor de 277,587 ctm. S//kWh según la Resolución N° 051-2024-OS/CD.

Costos de BDME

De la revisión al modelo de reserva se determinó que corresponde actualizar los costos de los transformadores, así como de las celdas según la Resolución N° 037-2024-OS/CD. Es importante precisar que, tanto el valor del costo de racionamiento como los costos asociados a los transformadores y celdas son parámetros actualizables, por tanto, no supone una modificación al modelo de transformadores de reserva.

Conclusión

Por las razones explicadas en el análisis anterior, se acoge esta opinión

15. El Análisis no incluye transformadores del SER al año 2034

LDS solicita actualizar los cálculos considerando todos los transformadores (existentes y nuevos) del SER al año 2034.

Sustento

El numeral 5.4 de la NORMA RESERVA DE TRANSFORMACIÓN establece que se debe considerar los resultados del planeamiento para un horizonte de 10 años (SER al 2034), resultados que sustentan el PI 2025-2029. Por lo tanto, se debe considerar el plan de equipamiento de transformadores al año 2034 (resultado del plan de expansión de subestaciones) y la potencia no servida (PNS) correspondiente a cada transformador.

Análisis de Osinergrmin

El numeral 5.4 de la NORMA RESERVA DE TRANSFORMACIÓN 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, corresponde calcular la PNS utilizando la red eléctrica modelada que resulta del proceso del PI 2025-2029, el cual considera el Sistema Eléctrico a Remunerar (SER) al 2034.

Por otro lado, es importante precisar que, el estudio de transformadores de reserva busca brindar confiabilidad a los transformadores de potencia durante el período de vigencia del PI 2025-2029, por lo cual, en la evaluación de reserva se considera a los transformadores existentes y a los transformadores aprobados en los Planes de Inversión, incluyendo los aprobados en el PI 2025-2029, toda vez que estos tienen definido su año de ingreso dentro de la vigencia del Plan de Inversiones.

En esa misma línea, el cálculo del transformador de reserva compartida haciendo uso del modelo de optimización se efectúa considerando las PNS calculadas para el período 2025-2029.

Por lo tanto, no corresponde incluir en la determinación de la reserva compartida a los transformadores que se encuentran fuera del plan vinculante, cuya necesidad de reserva se evaluará en los próximos procesos.

Conclusión

Por las razones explicadas en el análisis anterior, no se acoge esta opinión.

16. Cálculo del factor de carga

LDS solicita actualizar el cálculo de transformadores de reserva considerando los factores de carga resultantes del formato de demanda F-100.

Sustento

Este punto fue observado por Osinerghmin a la propuesta inicial presentada por LDS, en el ítem 5 de la observación 52, a lo cual LDS actualizó la información indicando la metodología aplicada. Osinerghmin, en el Anexo A de la prepublicación indica:

“Con respecto a la información presentada por LDS sobre los transformadores existentes, los transformadores disponibles y de reserva remunerados en el SST y SCT, factores utilizados y restricciones presentadas en el traslado de equipos, se considera que LDS ha presentado toda la información y aclaraciones respectivas”.

Sin embargo, en los archivos que forman parte de la Prepublicación, se considera un factor de carga igual a 0,70 para todos los transformadores. Cabe precisar que para determinar dicho factor se ha tenido en cuenta el numeral 4.8 de la Norma Transformadores de Reserva.

Por otro lado, en el numeral 5.4, se establece que la Potencia No Servida (PNS) se obtiene a partir de simulaciones de flujo de carga, considerando los resultados de la planificación y para la máxima demanda del sistema eléctrico. De consignar las demandas máximas (transformadores) en la modelación eléctrica, se tiene que alterar los despachos y en muchos casos se presentan problemas de convergencia.

Como es sabido, la demanda de los transformadores consignada en los archivos de modelación eléctrica (considerados en la planificación) corresponden a demandas coincidentes con la máxima demanda del sistema eléctrico, que en la mayoría de casos resultan menores que la máxima demanda individual (registrada en cada transformador). En ese sentido, para el cálculo la Energía No Servida (ENS) no es correcto utilizar el factor de carga obtenido en la ecuación 1 (calculado considerando la potencia máxima) y la PNS obtenido de las simulaciones de flujo de carga (que corresponden a demandas coincidentes).

Para resolver el inconveniente y realizar un cálculo correcto de la ENS, LDS propone calcular el factor de carga considerando las demandas coincidentes con la máxima del sistema (F-121) y las energías correspondientes consignadas en los formatos F-109 y F-115. El cálculo actualizado del factor de carga se encuentra en la hoja “Fc” del archivo “F-100_Área de Demanda 7_PI 25-29.xlsx”. Cabe mencionar que esta forma de cálculo ya se había propuesto en la etapa de levantamiento de observaciones.

Análisis de Osinerghmin

En el estudio de transformadores de reserva para la PREPUBLICACIÓN se utilizó un único factor de carga para el parque de transformadores del Área de Demanda 7. Sin embargo, corresponde actualizar los factores de carga según la NORMA RESERVA DE TRANSFORMACIÓN.

De otro lado, respecto a la propuesta de LDS de calcular el factor de carga considerando las demandas coincidentes con la máxima del sistema (F-121) y las energías correspondientes consignadas en los formatos F-109 y F-115, se debe precisar que en la NORMA RESERVA DE TRANSFORMACIÓN el factor de carga se define como la relación entre la potencia media de una carga y la potencia máxima de la misma que resulta del perfil de carga de cada transformador.

En ese sentido, el cálculo de los factores de carga se efectuó considerando la energía del año representativo y la máxima demanda coincidente SET (MT) y no coincidente (AT).

Conclusión

Por las razones explicadas en el análisis anterior, se acoge parcialmente esta opinión, en el extremo de calcular para cada transformador el factor de carga; sin embargo, se utiliza la definición de la NORMA RESERVA DE TRANSFORMACIÓN.

17. Sobre la Reserva de transformación de dos devanados (60/22,9 kV)

LDS solicita incluir un nuevo transformador de reserva de 50 MVA - 60/22,9 kV en el PIT 2025-2029

Sustento

Los transformadores de 50 MVA - 60/22,9 kV en operación, se encuentran bastante distanciados dentro de la zona de concesión, donde un cambio de transformador por una falla imprevista, dura un promedio de 36 horas con reserva fija dentro de la misma subestación; sin embargo, cuando la reserva se encuentra en otra subestación (bodega) los tiempos se extienden desde 60 hasta las 84 horas. Esto se debe a los tiempos de respuesta de la empresa especializada en movimiento de transformadores de potencia; y, al tiempo del traslado en vías de alto tránsito vehicular; afectando considerablemente la calidad de servicio para miles de clientes.

Ahora bien, considerando la dispersión de las subestaciones que tienen transformadores de 50 MVA - 60/22,9 kV en servicio, LDS considera razonable evaluar las necesidades de reserva de transformación dividiendo la zona de concesión en dos: una para la parte centro-este, y otra para la parte sur. Considerando ambas zonas y las correcciones y/o actualizaciones en los datos del modelo observados líneas arriba (observaciones 12 al 16), se identifica la necesidad de considerar un nuevo transformador de reserva de 60/22,9 kV y 50 MVA.

Análisis de Osinergrmin

LDS, argumenta que un cambio de transformador por falla imprevista demora en promedio 36 horas con reserva fija dentro de la subestación, y que estos tiempos se incrementan a 60 y 84 horas si se encuentra la reserva fuera de la subestación. Sin embargo, de acuerdo con los tiempos consignados en el modelo de reserva (el cual se sustenta en fuentes internacionales) los tiempos de instalación de la reserva oscilan entre 4 y 12 horas, sin considerar el respectivo traslado, el cual es consignado en la matriz de tiempos del modelo de reserva. Por lo tanto, se mantienen los tiempos definidos en el modelo de reserva.

Además, LDS indica que debido a que los transformadores en el parque de 60/22,9 kV – 50 MVA se encuentran bastante distanciados considera 2 agrupamientos para brindar confiabilidad a dicho parque.

Al respecto, se indica que, diez (10) fueron los transformadores que resultaron viables para contar con reserva del tipo compartido en este parque de transformadores, de los cuales ocho (08) se encuentran ubicados en distritos cercanos a Lima Metropolitana y 2 en la Zona Sur (ubicado en Chilca y en Bujama). Considerar lo solicitado por LDS, implica tener una reserva únicamente para Chilca y Bujama.

En ese sentido, considerando el bajo número de transformadores a cubrir con la reserva compartida, que la gran mayoría se encuentren en la ciudad de Lima y que se cuenta con vías rápidas para atender contingencias a transformadores ubicados en la zona sur, resulta conveniente efectuar un solo agrupamiento para el parque de transformadores de 60/22,9 kV – 50 MVA.

Conclusión

Por las razones explicadas en el análisis anterior, no se acoge esta opinión.

18. Sobre la reserva de transformación de tres devanados (60/22,9/10 kV)

LDS solicita incluir al PI 2025-2029, tres nuevos transformadores de reserva de 40 MVA - 60/22,9/10 kV.

Sustento

El análisis realizado por Osinergrmin, considera utilizar los tres (3) transformadores del SST de 25 MVA: 01 de 60/10 kV y 02 de 60/22,9/10 kV para todo el parque de transformadores existente y de potencia similar; asimismo, considera utilizar un (1)

transformador del SST de 40 MVA - 60/22,9/10 kV, sin embargo, estos transformadores forman parte del SER al año 2034. Considerando lo antes indicado y las correcciones y/o actualizaciones en los datos del modelo, se identifica la necesidad de considerar tres nuevos transformadores de reserva de 40 MVA - 60/22,9/10 kV, sustentado en la propuesta de LDS.

Análisis de Osinerghmin

LDS solicita la aprobación de 3 transformadores de reservas en 60/23/10 kV – 40 MVA, indicando que los 3 transformadores que Osinerghmin determinó como reserva forman parte del SER al 2034 (fuera del plan vinculante).

Cabe precisar que, los transformadores que no forman parte del SER en el período vinculante 2025-2029 quedan en condición de disponible. Por tanto, pueden utilizarse como transformadores de reserva en dicho período vinculante.

Por el contrario, LDS indica que uno de los transformadores disponibles de 25 MVA en 60/22,9/10 kV es utilizado el año 2031 como segundo transformador en el SET Huaycán; es decir, propone que durante todo el período de vigencia del Plan de Inversiones 2025-2029 dicho transformador no sea utilizado por un supuesto requerimiento al año 2031.

En esa línea, no es correcto considerar los transformadores que tienen la condición de disponible en instalaciones futuras que se encuentran fuera del período 2025-2029, toda vez que para dichas instalaciones futuras se evaluará en su momento si se instala el transformador disponible o se aprueba uno nuevo, dependiendo de las necesidades que se tengan al momento de la evaluación. Por tanto, no es lógico excluir los transformadores disponibles en la evaluación de reserva.

En ese sentido, los transformadores que tienen la condición de disponible o resulten con esta condición luego de determinar el SER en el período 2025-2029, pueden ser usados como unidad de reserva en dicho período, como es el caso de los transformadores disponibles de 25 MVA en 60/22,9/10 kV que cubren ampliamente la necesidad de reserva.

De otro lado, y sin perjuicio de lo antes expuesto, toda vez que en el SER 2025-2029 se aprobó la SET Vitarte que utilizará el transformador disponible en 60/23/10 kV - 40 MVA, se requiere contar con un transformador de reserva adicional; es decir, se requiere aprobar en total dos (02) transformadores de reserva en 60/23/10 kV - 40 MVA.

Conclusión

Por las razones explicadas en el análisis anterior, se acoge parcialmente la observación en el extremo de aprobar un transformador de reserva adicional en 60/23/10 kV – 40 MVA al considerado en la PREPUBLICACIÓN.

19. Sobre la reserva de transformación en SET Cantera

LDS solicita incluir al PI 2025-2029 un transformador de reserva de 25 MVA – 220/60/10 kV.

Sustento

Los transformadores de 25 MVA – 220/60/10 kV existentes en la SET Cantera no tienen reserva y en caso de un evento de falla, se produce una interrupción de clientes por un largo período de tiempo, ya que no se cuenta con un transformador de reemplazo. Al respecto, los tiempos de reparación de un transformador de potencia de estas características varían entre 194 días para una falla leve y 359 días para una falla grave. Asimismo, debe considerarse que los transformadores de la SET Cantera son los únicos trifásicos, no siendo posible utilizar las reservas de estas últimas (transformadores monofásicos) para la SET Cantera.

Respecto al mantenimiento, estos transformadores requieren de intervenciones periódicas de mantenimiento, donde es necesario tener el transformador fuera de servicio, afectando en la continuidad del servicio eléctrico.

Por estos motivos, LDS requiere un transformador de reserva en la SET Cantera para atender rápidamente un cambio de transformador en caso de una falla y evitar la afectación de clientes (aproximadamente 48 000 clientes) por un periodo largo de tiempo.

Adicionalmente, se ha evaluado la conveniencia económica de una reserva para los transformadores de la SET Cantera, utilizando el “modelo económico de confiabilidad” de la NORMA RESERVA DE TRANSFORMACIÓN, utilizado por Osinerghmin en el análisis correspondiente (página 62 de Informe N° 088-2024-GRT) se verifica que para los transformadores de la SET Cantera se requiere una “RESERVA EN BODEGA”. Por lo tanto, corresponde incluir al PIT 2025-2029 un transformador de 25 MVA – 220/60 kV para la SET Cantera.

Análisis de Osinerghmin

Los transformadores de la SET Cantera no se encuentran dentro del alcance de la NORMA RESERVA DE TRANSFORMACIÓN, por tanto, no es de aplicación los criterios y metodología establecidos en dicha norma.

Cabe precisar que, en la PROPUESTA FINAL, LDS presentó un estudio técnico-económico a fin de sustentar su pedido de reserva de transformación en 220 kV para la SET Cantera. Por lo que, para la PREPUBLICACIÓN del Plan de Inversiones se evaluó dicho estudio económico presentado, y de manera **complementaria** se utilizó el modelo de reserva en la evaluación.

En ese sentido, LDS ya no ha presentado observaciones al análisis que se efectuó respecto a su estudio técnico económico presentado en la PROPUESTA FINAL. Sin embargo, en la etapa de Observaciones y Sugerencias sustentó su pedido de reserva estrictamente utilizando el modelo dispuesto en la NORMA RESERVA DE TRANSFORMACIÓN.

Además, LDS utilizó el modelo de transformadores de reserva cambiando los tiempos relacionados a mantenimientos, fallas, reparación e instalación con sus propios tiempos, los cuales no cuentan con un sustento. Si bien, LDS presentó un cronograma en donde se incluyeron actividades para realizar cambios de transformadores por falla grave y leve; no remitió documentación adicional que respalda los tiempos indicados en cada actividad.

En tal sentido, se advierte que LDS no presentó un estudio técnico económico (distinto al modelo de reserva) que respalde su pedido de reserva de transformación, y además que, aun haciendo uso del modelo de reserva no utilizó los tiempos para mantenimientos, instalación y reparación de fallas consignados en el mismo modelo (tiempos según fuentes internacionales).

Sin perjuicio de lo antes expuesto, al igual que en la PREPUBLICACIÓN del Plan de Inversiones, se evaluó complementariamente la viabilidad de contar con reserva de transformación en la SET Cantera 220 kV, obteniéndose que no presentan viabilidad para contar con reserva de transformación.

Conclusión

Por las razones explicadas en el análisis anterior, no se acoge esta opinión.

20. Reserva de transformación en SET San Mateo

LDS solicita incluir al PI 2025-2029 un transformador de reserva de 15 MVA – 60/22,9/10 kV diseñado para más de 3000 msnm.

Sustento

El transformador de reserva solicitado exclusivamente para la SET San Mateo debe considerar el BIL para los 3000 msnm de altura de instalación, asimismo, la distancia entre fase – fase, fase – tierra y la distancia de arco de los Bushing requeridos son mayores a los demás transformadores de LDS.

Por lo expuesto anteriormente, el transformador actual de la SET San Mateo requiere una reserva exclusiva de 60/22,9/10 kV – 15 MVA, para atender un cambio de transformador en caso de falla.

Análisis de Osinerghmin

El transformador ubicado en la SET San Mateo de 10 MVA - 60/22,9/10 kV, se encuentra dentro del alcance de la NORMA RESERVA DE TRANSFORMACIÓN, por lo que corresponde realizar su evaluación dentro de dicha norma.

La metodología de reserva de transformación establece que, a partir del cálculo de la Potencia No Servida y del estudio de confiabilidad se determinará el valor esperado de la energía no servida y con la BDME se calculará el costo de inversión del transformador de reserva. Luego se establecerá la relación Beneficio/Costo de considerar un transformador de Reserva, el cual deberá ser mayor a uno para justificar su inversión.

En ese sentido, con el modelo financiero-económico de confiabilidad se determinó el beneficio de contar con un tipo de reserva y el costo de inversión requerido, obteniéndose como resultado que, la relación Beneficio/costo de considerar un transformador de reserva es menor a uno. Por lo que no es viable contar con algún tipo de reserva en la SET San Mateo.

Conclusión.

Por las razones explicadas en el análisis anterior, no se acoge esta opinión.

Otros Proyectos

21. Sobre la nueva Línea de Transmisión en 60 kV Cantera – San Vicente

LDS solicita aprobar el proyecto de la Nueva Línea de Transmisión en 60 kV Cantera - San Vicente con modificaciones debido a que tiene restricciones para su implementación en parte de su recorrido.

Sustento

LDS menciona que en el Informe N° 088-2024-GRT, Osinerghmin para la nueva línea aérea propone el uso de una parte del trazo de ruta de la actual línea L-6610 para implementar un tramo aéreo de 2,7 km.

Al respecto, se ha verificado en campo que la alternativa es aplicable sólo en parte del recorrido aéreo propuesto (tramo de 1,74 km de llegada a la SET San Vicente), mas no en la parte restante debido a la presencia de centros de abastecimientos zonales del tipo mayorista, que generan una gran concentración de vehículos de carga y masiva concurrencia de personas, por lo que - de acuerdo al Código Nacional de Electricidad - por razones de seguridad no está permitido la construcción de una línea aérea de alta tensión en la referida zona. Asimismo, se precisa que la nueva línea formará parte del Sistema Complementario de Transmisión.

Asimismo, el numeral 12.1.7 de la NORMA TARIFAS tiene como criterio específico de definición del Plan de Inversiones el cumplimiento del Código Nacional de Electricidad, en ese sentido el nuevo proyecto que se apruebe debe considerar obligatoriamente que no existan servidumbres aéreas en mercados.

En tal sentido, se solicita aprobar el proyecto con los metrados y características indicadas.

Análisis de Osinerghmin

Al respecto, se conoce que por diseño eléctrico y seguridad, LDS utiliza mecanismos de protección en las estructuras existentes para reducir el riesgo de daño por colisiones con vehículos, con mucha más razón sabiendo que el proyecto aprobado es completamente nuevo, en la construcción se podrá trabajar con la línea L-6610 desenergizada (debido a que la otra línea L-6599 garantiza el N-1), no generando así ninguna restricción o interferencia.

Para la nueva línea de transmisión de 60 kV Cantera – San Vicente, se ha validado el sustento proporcionado por LDS respecto a la existencia de una zona altamente comercial en parte del tramo aéreo considerado en la PREPUBLICACIÓN. En ese sentido, se comparte la posición de LDS respecto a las dificultades de implementar el tramo aéreo en dicha zona, siguiendo lo estipulado en el Código Nacional de Electricidad en materia de seguridad.

En función a ello, se considera válido soterrar y utilizar una variante que vaya por calles más urbanizadas las cuales considera son más viables y sin complicaciones, sin embargo, no plantea argumentos para descartar el soterrado de la ruta prevista en la PREPUBLICACIÓN la cual es de menor longitud y sin muchos cambios de dirección. Al respecto, en función a la nueva información complementaria presentada, se considera coherente el cambio de aéreo a subterráneo, pero manteniendo la ruta de la PREPUBLICACIÓN. En ese sentido, se está considerando finalmente una línea 60 kV de 1,74 km de tramo aéreo 240 mm² AAAC y 7,7 km de tramo subterráneo 500 mm² XLPE, haciendo un total de 9,44 km de línea en 60 kV.

Conclusión

Por las razones explicadas en el análisis anterior, se acoge parcialmente esta opinión, en tanto se aprueba un tramo subterráneo mayor pero en la misma ruta prevista en la PREPUBLICACIÓN.

22. Propuesta de reconfiguración de alimentación de SET Santa Anita en 60 kV

LDS indica que Osinerghmin incorporó dos variaciones respecto de la PROPUESTA FINAL, i) consistente en formar un enlace de 60 kV entre las SET's Industriales e Ingenieros a partir de las líneas L-659 y L-612, y ii) reducir la capacidad de transmisión de 112 a 79 MW entre dichas subestaciones para la condición N-1; asimismo, no se cumple con el N-1 en el largo plazo. Por lo tanto, solicita retirar del proyecto la variante y considerar la propuesta por LDS.

Sustento

Según el ítem i. del literal f) del numeral 6.2.3 del Informe N° 088-2024-GRT, respecto de la propuesta de reconfiguración de alimentación de SET Santa Anita en 60 kV, Osinerghmin plantea lo siguiente:

“i. Formar un enlace entre las Líneas 60 kV L-659 y L-612 para la conexión SET industriales – SET Ingenieros para conexiones futuras y/o cargas importantes.”

Con relación a formar enlaces uniendo en paralelo dos circuitos existentes, ello no es ni debe ser una práctica común ni estándar. Si bien el sistema de LDS cuenta con tres de estos casos, dichas soluciones solo fueron implementadas como última alternativa para ampliar la capacidad de transmisión, en ningún caso para disminuirla. Además, fue indispensable esta implementación debido a que era imposible construir celdas de línea adicionales.

Sin embargo, es importante resaltar que la solución estándar para ampliar la capacidad de transmisión entre dos SET's es adicionar nuevos circuitos totalmente independientes (es decir, con celdas propias).

En ese contexto, la primera variación propuesta por Osinerghmin no obedece a la necesidad de ampliar la capacidad de transmisión, por el contrario, disminuye la capacidad de transmisión en la condición N-1; es decir, se está empeorando las condiciones operativas del sistema, como se demuestra en el siguiente análisis:

Determinación de la capacidad de transmisión entre SET's Industriales e Ingenieros:

Para la configuración considerada por Osinerghmin (Variación 1, descrito líneas arriba) y la propuesta por LDS, se determinó la capacidad de transporte entre las SET's Industriales e Ingenieros, en operación normal y para la condición N-1. De los resultados se observa que la capacidad de transporte en operación normal es similar en las dos

configuraciones (123 - 124 MW); sin embargo, para la condición N-1, la configuración propuesta de Osinerghmin reduce la capacidad de transmisión de 112 a 79 MW.

Considerando esta nueva limitante en la capacidad de transmisión, no es posible garantizar la continuidad del servicio de toda la carga en la subestación Ingenieros (diseñado para 100 MVA) y la carga del Metro 2 de Lima (22 MW) conectada a la barra de 60 kV de dicha subestación. Por lo tanto, en el largo plazo no se está cumpliendo con el N-1.

Por lo tanto, LDS solicita retirar la variación propuesta por Osinerghmin y considerar su propuesta.

Análisis de Osinerghmin

Si bien lo indicado por LDS para la cargabilidad de líneas al largo plazo puede resultar coherente (no hay sustento de los valores presentados ni detalle de los tramos críticos), se procedió a revalidar la operación del sistema en el corto y mediano plazo, y no se encuentra mayores complicaciones con los tramos aéreos y subterráneos existentes.

Sin perjuicio de lo anterior, se observa una limitante en la transmisión que se soluciona con una inversión de repotenciación del tramo limitante de 0,5 km subterráneo en la llegada a la SET Ingenieros. Esta inversión puede ser cubierta por quien lo necesite en su oportunidad, un cliente libre que requiera conectarse en el nivel de AT o para cualquier otro proyecto futuro. La empresa debe tomar en cuenta los beneficios de tener dos espacios disponibles en SET Industriales y SET Ingenieros.

En este sentido, si bien se considera factible la conformación de un único enlace de las Líneas (L-612 y L-659), esto se puede analizar con mayor detalle cuando se requieran los espacios disponibles.

Conclusión

Por las razones explicadas en el análisis anterior, se acoge parcialmente esta opinión, en tanto no se descarta la conformación de un único enlace de las Líneas (L-612 y L-659), pero no se aprueba en esta oportunidad.

23. Sobre el tercer enlace en 60 kV San Juan – Villa María

LDS solicita que Osinerghmin considere como alternativa a la construcción del tercer enlace en 60 kV San Juan - Villa María, la ampliación de la SET Progreso, de manera que permita reducir la demanda de la SET Villa María, para que así se pueda cumplir con el criterio N-1 en las líneas de 60 kV San Juan - Villa María L-643/644.

Sustento

Osinerghmin no ha aceptado la solicitud de la nueva línea adicional de 60 kV entre las SET's San Juan y Villa María, basado en tres puntos:

- a. No acepta aplicar el criterio de razonabilidad que LDS ha sustentado técnica y legalmente en la etapa de levantamiento de observaciones; por lo tanto, no reconoce la existencia de un problema claro y evidente, que pone en riesgo la calidad de servicio en la zona.
- b. Propone soluciones técnicas inviables para incrementar la capacidad de transporte de las líneas L-643/644, aduciendo que LDS no ha descartado la posibilidad de refuerzo de las ambas líneas con dos conductores por fase
- c. Propone una lista de posibles soluciones de carácter general basado en transferencias de carga a través de las redes de MT, pero ninguna en concreto que esté debidamente sustentado técnica y económicamente.

Análisis de Osinerghmin

Con respecto al punto a), la petición de LDS, de considerar la máxima demanda coincidente del sistema eléctrico, la confiabilidad por el criterio n-1 a la SET Villa María.

Como se señaló en el Informe Técnico N° 088-2024-GRT, en la NORMA TARIFAS en el punto 11.5:

“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. Para el caso de los transformadores de potencia se utilizará la máxima demanda no coincidente proyectada para la SET.”

Aunque pueda no ser coincidente con el sistema eléctrico específico o las líneas evaluadas, la máxima demanda coincidente es una métrica trazable y aplicable en la mayoría de los casos de evaluación. Además, debe tomarse en cuenta que la evaluación realizada es bajo un escenario de contingencia y no en operación normal que puede sumar a la particularidad que sustenta LDS.

Con respecto al punto b), la sugerencia mencionada se dio en función a la información que la misma empresa presentó para su propuesta final, y que ahora sustenta no puede repotenciar.

Con respecto al punto c), el traslado de carga en 22,9 kV propuesto por LDS, es importante destacar que no se ha proporcionado una justificación clara de la inviabilidad del traslado de carga a 10 kV en las Subestaciones (SET) cercanas, específicamente la SET Pachacútec y la SET Progreso. Por otro lado, es relevante señalar que la carga de 22,9 kV, que asciende a un total de 6,5 MVA, corresponde a un cliente libre.

Conclusión

Por las razones explicadas en el análisis anterior, no se acoge esta opinión.

24. Soterramiento de la línea L-641/642 Huachipa – Planicie

LDS solicita considerar que el tramo a soterrarse de la línea L-641/L-642 debe ser entre las estructuras E44 y E51a con una longitud de 1,85 km.

Sustento

Según el Informe N° 088-2024-GRT, la propuesta de soterramiento de un tramo de la línea L-641/L-642 ha sido aceptada por el Osinerghmin; sin embargo, se ha considerado una longitud menor respecto a la propuesta de LDS, bajo el argumento de que falta el detalle respecto de la ruta planteada.

En ese sentido, en el Anexo 06 presenta un informe donde se detalla lo necesario el tramo a soterrar y el sustento correspondiente, lo cual implica una longitud total de soterrado de 1,85 km.

En base al contenido del informe citado en el párrafo anterior, LDS solicita a Osinerghmin considerar que el tramo a soterrarse de la línea L-641/L-642 debe ser entre las estructuras E44 y E51a.

Análisis de Osinerghmin

Se debe precisar que la solicitud de LDS es inexacta, debido a que menciona que la propuesta de soterramiento es la misma a la planteada en su propuesta definitiva, en dicha propuesta la longitud requerida fue de 1,75 km y no de 1,85 km (como ahora solicita); asimismo, las estructuras a intervenir estaban entre la E44 a la E49, y no a la E51a como ahora manifiesta en su información complementaria.

Con respecto a la intersección entre el tramo de la Ca. La Chalana y el Tramo Av. La Molina, en donde se planteó retomar el tramo aéreo de la línea L-641/642, en vista que la angosta berma central existente se encuentra ocupada por redes de gas natural, se sugiere modificar ligeramente el tramo subterráneo, cruzando la Av. La Molina.

Se destaca que, si surgieran modificaciones entre las características técnicas de las instalaciones aprobadas en el Plan de Inversiones y las instalaciones efectivamente puestas en servicio, estas modificaciones deben ser evaluadas durante el proceso de liquidación anual de ingresos de los SST y SCT.

En ese sentido la ruta finalmente aprobada irá desde la rotonda calle Islas vírgenes hasta el final de la calle La Chalana (lado del cerro) haciendo un total de 1,42 km de tramo subterráneo. Asimismo, el tramo considerado será de simple terna, en tanto se considera conformar un único circuito entre las líneas L-641/642 para interconectar la nueva SET Vitarte.

Conclusión

Por las razones explicadas en el análisis anterior, se acoge parcialmente esta opinión, en tanto se modifica ligeramente el tramo subterráneo aprobado en la PREPUBLICACIÓN, así como se considera una única terna.

25. Nueva Línea SET Vitarte 60/22,9/10 kV y Derivación LT 60 kV

LDS menciona que Osinerghmin no ha aceptado su propuesta respecto a la necesidad de incorporar la nueva SET Vitarte, cuyo principal objetivo es evitar que se sobrecarguen los transformadores de 50 MVA 60/22,9 kV de la SET Huachipa y de 40/40/40 MVA 60/22,9/10 kV de la SET Santa Clara. Por lo tanto, LDS solicita incorporar la nueva SET Vitarte.

Sustento

LDS, respecto al análisis de Osinerghmin con el cual se ha descartado la solicitud de la nueva SET Vitarte 60/22,9/10 kV, manifiesta lo siguiente:

- a. Considerando las observaciones que está formulando al estudio de demanda realizado por Osinerghmin, tanto respecto al mercado regulado como al de los clientes libres e incorporados, se puede apreciar que en la SET Huachipa el transformador de 60/22,9 kV presenta sobrecarga a partir del año 2026, mientras el que pág. 53 el transformador de 60/10 kV presenta sobrecarga a partir del año 2028. En la SET Santa Clara el transformador de 60/22,9 kV presenta sobrecarga a partir del año 2030.
- b. Sobre la SET Santa Clara, LDS indica la factibilidad de la ampliación, manifestando únicamente que aún no es necesario; además, la nueva barra 22,9 kV de la SET Ñaña puede ayudar a descargar la SET Santa Clara, de ser necesario.
- c. En relación a la factibilidad de ampliación de la SET Huachipa, considera que la determinación de la potencia óptima de la SET Huachipa es parte fundamental dentro del proceso de planificación del sistema de transmisión, y su cálculo se realiza sobre la base de lo establecido en la NORMA TARIFAS. En ese sentido, sostiene que, para el presente proceso, ha efectuado el cálculo de la potencia óptima de manera puntual para la SET Huachipa, habiéndose obtenido un valor de 100 MVA, que precisamente coincide con la potencia instalada de la referida SET
- d. Sobre la cercanía entre las SET's Huachipa y Santa Clara, sostiene que es conveniente que entre las redes de MT de dos SET's aledañas existan enlaces de interconexión normalmente abiertas, que permitan efectuar transferencias de carga temporales y no permanentes, cuando haya necesidad de efectuar trabajos de mantenimiento programado o en casos de fallas. Sin embargo, dado que la alternativa propuesta por el Osinerghmin tiene la potencialidad de generar pérdida de confiabilidad en la operación de la red de distribución por efectuarse transferencias de carga no de forma temporal sino de forma permanente, corresponde que la opción sea descartada, ya que, ante cualquier contingencia originada por dicho traslado de carga, las consecuencias recaerán en la Distribuidora y no en Osinerghmin
- e. Sobre la SET Portillo como centro de distribución, las SET's Santa Clara y Portillo están ubicadas a distancias muy similares respecto de la SET Huachipa (inclusive Portillo está más alejada en 1 km), por lo que el análisis desarrollado en el ítem anterior para la SET Santa Clara es también aplicable al caso de la SET Portillo. Además, de convertirse la SET Portillo en un centro de distribución, con las redes de distribución existentes al presente, la SET quedaría cerca del

borde de su hipotética zona de influencia, dando como resultado una solución integral (redes de AT, SET y redes de MT) no óptima.

- f. El Plan de Inversiones en Transmisión por definición incluye sólo instalaciones de transmisión, es decir Elementos de MAT, AT y MT, esto último hasta las celdas de MT en las SET's, mas no redes de distribución. La implementación de soluciones en distribución antes de pasar a soluciones en transmisión, como lo sugiere Osinerghmin, por ejemplo alimentadores nuevos en las SETs Santa Clara o San Miguel (se entiende dirigidos hacia la SET Huachipa para descargarla y evitar su sobrecarga) implican invadir áreas de influencia de otras SET's y dejar con un bajo nivel de carga algunos alimentadores lo cual es ineficiente.
- g. Por otra parte, LDS señala que la sugerencia de Osinerghmin consistente en posibles reconfiguraciones que permitan obtener dicha disponibilidad y que no signifiquen mayores costos, como lo propuesto en el numeral 6.2.3 del informe técnico N° 088-024-GRT, no es una solución viable desde el punto de vista operativo, tal como se está respondiendo en la Observación N° 22.
- h. Adicionalmente, hace notar que considerando la importancia del Metro de Lima Línea 2, el beneficio adicional de esta solución, es que este cliente tendría una fuente de alimentación del SEIN diferente a sus conexiones actuales, brindándole ello una mayor confiabilidad. Esto se debe a que en el caso de la SET Vitarte su alimentación provendría de la SET Carapongo CTM a través de las SET's San Miguel y Huachipa; mientras que en el caso de la SET's Industriales e Ingenieros su alimentación proviene de la SET Planicie CTM. Cabe señalar que resulta necesario que se apruebe la nueva SET Vitarte en tanto es necesaria para brindar confiabilidad a la obra "Metro de Lima Línea 2", que es un proyecto de interés nacional y de gran envergadura.

Análisis de Osinerghmin

Con respecto al punto a), en función a la demanda finalmente incluida para el análisis eléctrico y de cargabilidad de SET's, se observa que la SET Huachipa si presenta una sobrecarga en el devanado de 22,9 kV; sin embargo, la SET San Clara aún no muestra ninguna sobrecarga en los primeros 15 años.

Con respecto al punto b), queda evidenciado que sí es posible la ampliación de la SET San Clara, la cual puede requerirse en función al desarrollo de demanda de la zona.

Con respecto al punto c), la empresa parte de la premisa de la densidad de carga, hay que considerar que la demanda que ha sido aprobada más el crecimiento natural de esa zona, generan un aumento de densidad el cual no ha sido evaluado, la subestación está ubicada en una zona de demanda importante y concentrada por lo que viene a representar una subestación importante la cual se está limitando a 100 MVA, sumado a esto se puede observar que no hay una restricción física de la ampliación de la subestación. No obstante, si resulta razonable que las subestaciones se encuentren dentro de su potencia óptima.

Con respecto al punto d), como también fue rebatido ampliamente, las condiciones de eficiencia tienen que ser sustentada mostrando el performance de la red, la cual no fue alcanzado. Asimismo, es evidente que la empresa distribuidora es la encargada de operar eficientemente sus instalaciones bajo los alcances y obligaciones de la normatividad asociada, sin embargo, también está sujeta a demostrar y ser fiscalizado demostrando así la eficiencia en la operación.

Con respecto al punto e), como ya fue mencionado en instancias anteriores, la SET Portillo sigue siendo válida para tomar carga en el escenario de un posible desarrollo de demanda de la zona.

Con respecto al punto f), Como premisa del análisis a realizar, se debe tener en cuenta lo enunciado en el numeral 12.1.8.f de la NORMA TARIFAS "Se debe aprovechar las

instalaciones mediante la aplicación de medidas alternativas a la construcción de nuevas instalaciones, tales como: rotación de transformadores, traslado de cargas entre subestaciones, traslado de cargas entre circuitos de transmisión, entre otros; siempre y cuando, se demuestre que se aplica el criterio de mínimo costo". En ese sentido, es completamente coherente que ante una evaluación de mínimo costo, la posibilidad de una intervención puntual en cables MT o redes aéreas aguas arriba y/o aguas abajo de la barra de media tensión es significativamente más económica que nuevas instalaciones (Nuevo transformador o Nueva SET). Por otro lado, el mismo numeral propone acciones que necesariamente tiene una intervención adicional, sea para la parte de transmisión y/o distribución como por ejemplo la rotación de transformadores que bien pueden considerar recableados de fuerza y/o control, o traslado de carga en entre subestaciones que también puede involucrar tramos de conexión y/o instalación de equipos de protección y mando en la red existente, en ese sentido la NORMA TARIFAS está enmarcada en el criterio de eficiencia, que prevé agotar toda posibilidad de solución en la media tensión, antes de pasar a la transmisión.

Con respecto al punto g), como se detalló en la respuesta a la opinión N° 22, es factible liberar espacios para salidas en 60 kV de las SET's Industriales e Ingenieros, sumado a esto y como anteriormente también fue tocado, la empresa deberá, en este o los siguientes planes, efectuar un planteamiento para poder evacuar toda la capacidad disponible en SET Industriales 220/60 kV (prevista para una capacidad de 480 MVA).

Con respecto al punto h), adicionalmente a lo expresado en el literal g), se debe tener en cuenta que, si bien el proyecto de la línea 2 del Metro de Lima es un proyecto de envergadura, este no puede ser la motivación principal para que se genere algún proyecto que finalmente lo termine pagando toda el Área de Demanda, es así que no se encuentra como argumento esencial lo planteado por LDS.

Sin perjuicio de lo antes mencionado, queda evidenciado la sobrecarga actual de la SET Huachipa, sumado a la serie de transferencias factibles y necesarias para poder descargarla, es así como se ve conveniente la aprobación de la nueva SET Vitarte, la cual será conectada en primera instancia desde la SET Huachipa, sin embargo no según la configuración inicial planteada por LDS la cual requiere dos transformadores, redundancia N-1 con dos dobles ternas de derivación 60kV LT Huachipa-Planicie y un terna subterránea adicional desde Huachipa.

De acuerdo a la evaluación integral y el nivel de demanda existente, solo es necesario para una primera etapa un transformador de 40 MVA, el cual descargara un nivel de demanda en el orden de 20 MW (las SET colindantes no tiene mayores complicaciones), con lo cual solo se requiere, al menos en los primeros 10 años, una sola derivación doble terna en 60 kV de la LT Huachipa-Planicie, esto involucra que, el soterramiento por seguridad aprobado solo requiere simple terna ya que las líneas L641/642 pueden conformar un solo circuito con lo cual se está haciendo uso de las instalaciones existentes.

Conclusión

Por las razones explicadas en el análisis anterior, se acoge parcialmente esta opinión, en tanto se aprueba la SET Vitarte pero con variaciones a lo planteado por LDS.

26. Ampliación SET Monterrico

LDS solicita corregir el listado y año de ingreso de los elementos considerados para la ampliación de la SET Monterrico.

Sustento

En el formato F-302 del archivo "F-300_400_Area de Demanda 7.xls", se observa que el Osinerghmin ha considerado el elemento "Celda de Transformador 22,9kV - Tr1". Sin embargo, dicho elemento ya no existe como tal, ya que actualmente viene operando como la "Celda de Acoplamiento Barra 1 y 2 - 22,9kV", la cual también está siendo considerada para renovación por el Osinerghmin, originando redundancia.

Asimismo, se observa que el Osinergrmin no ha considerado el elemento “Celda de Acoplamiento Barra 2 y 3 - 22,9 kV” solicitado por LDS y requerido para la ampliación de la SET Monterrico.

Por otro lado, Osinergrmin ha asignado el elemento “Celda de Alimentador - 22,9 kV - MO 05 (Nva GIS)” para el año 2026, sin embargo, esta celda se ha considerado para la atención del crecimiento de la demanda, previsto para el año 2029.

En base a lo indicado en la presente observación, se solicita aceptar la propuesta de LDS para la renovación de celdas y la ampliación de la SET Monterrico.

Análisis de Osinergrmin

Es importante recalcar el detalle de lo incluido en la PREPUBLICACIÓN, como bien se indicó en el literal c) del numeral 6.2.3.1 del Informe N° 088-2024-GRT, el retiro total incluyó celdas en 22,9 kV tanto del SST como el SCT, esto para optimizar espacios en la SET, es así que los Elementos aprobados se basan en esta premisa. Por lo tanto, en la nueva configuración se considera una sola celda de acople dado que se contará con una sola tecnología en un espacio común que albergará la barra en 22,9 kV de ambos transformadores. En ese sentido, lo planteado por LDS referente a aprobar su propuesta no conversa con una lógica de espacios eficiente, dado que se mantiene el uso de acoples.

Por otro lado, la celda alimentador GIS adicional no nace a raíz del F-204 sino forma parte de los 5 alimentadores a reemplazar por celdas tipo GIS.

Conclusión

Por las razones expuestas en el análisis anterior no se acoge esta opinión.

27. Ampliación capacidad SET Bujama

LDS solicita incorporar su propuesta que consiste en ampliar la SET Bujama (reemplazo del transformador de 40/30/20 MVA 60/22,9/10 kV por uno nuevo de 50 MVA 60/22,9 kV), a fin de liberar el primero de los transformadores mencionados, el que será luego rotado hacia la SET Chilca, para a su vez evitar la sobrecarga que se espera en el transformador de 50 MVA 60/22,9kV de esta última SET, a partir del año 2028.

Sustento

En el Informe N° 088-2024-GRT de la PREPUBLICACIÓN, Osinergrmin no ha aceptado el proyecto propuesto por LDS basado en la SET Chilca no presentará una sobrecarga en el periodo tarifario 2025 – 2029. Por lo tanto, la propuesta de Ampliación de la SET Bujama y, por consiguiente, la ampliación de la SET Chilca, quedan desestimadas.

Sin embargo, considerando las observaciones que LDS está reformulando al estudio de demanda realizado por Osinergrmin, tanto respecto al mercado regulado como al de los clientes libres e incorporados, se ha actualizado la proyección de demanda de la SET Chilca, en el cual se aprecia que el transformador de 50 MVA 60/22,9 kV la SET Chilca presenta sobrecarga a partir del año 2028.

En base a lo antes expuesto, se reitera la necesidad de que Osinergrmin apruebe para el año 2028 ampliar la SET Bujama como paso previo a la solución de la sobrecarga esperada de la SET Chilca,

Análisis de Osinergrmin

Tras la actualización de la demanda, de acuerdo a lo sustentado por LDS en relación a la demanda incorporada, se ve necesario la ampliación de la capacidad de la SET Bujama, que consiste en implementar el nuevo Transformador de 50 MVA 60/22,9 kV, que reemplaza el Transformador existente de 40/30/20MVA 60/22,9/10kV en la SET Bujama, este último se rotará en reemplazo del Transformador 25 MVA y 60/22,9/10kV en la SET Chilca.

Sin perjuicio de lo indicado, el Transformador de Chilca pasará a condición de reserva y no será llevado a la SET Vitarte como fue solicitado en su PROPUESTA FINAL de LDS.

Conclusión

Por las razones explicadas en el análisis anterior, se acoge esta opinión.

28. Ampliación capacidad SET Alto Pradera

LDS indica que Osinergmin no ha aceptado la propuesta de ampliar la capacidad de transformación 60/22,9kV de la SET Alto Pradera, a fin de evitar sobrecarga a partir del año 2026. Por lo tanto, solicita aprobar la solicitud de ampliación de la SET Alto Pradera.

Sustento

Osinergmin no ha aceptado el proyecto propuesto por LDS, consistente en instalar en la SET Alto Pradera un segundo transformador de 50 MVA 60/22,9 kV, basado en los argumentos siguientes:

- a. La SET Alto Pradera no presentará sobrecarga en el periodo 2025-2029
- b. Evaluar la descarga de la SET Alto Praderas a través de las redes de media tensión hacia la SET Praderas.

Por tanto, se reitera la necesidad de que Osinergmin apruebe para el año 2026 el proyecto propuesto por LDS, consistente en instalar un segundo transformador de 50 MVA 60/22,9 kV en la SET Alto Pradera.

Análisis de Osinergmin

Considerando la actualización de la demanda y de acuerdo al Análisis de Osinergmin a la Opinión 02 de LDS, en relación a la demanda incorporada, resulta necesario la ampliación de la capacidad de la SET Alto Pradera, o sea incorporar un nuevo Transformador de 50 MVA – 60/22,9 kV y celdas asociadas, que operará en paralelo al existente.

Conclusión

Por las razones explicadas en el análisis anterior, se acoge esta opinión.

29. Confiability del Sistema Eléctrico Chosica – Surco – San Mateo 60 kV, calificado por la DSE como sistema eléctrico crítico

LDS solicita considerar los siguientes cambios:

- 1) Las celdas de la SET San Mateo de AT y MT, existentes y nuevas, sean de tecnología GIS.
- 2) Adicionar una celda de línea y una celda de transformador de 50 kV en la SET San Mateo de LDS.
- 3) Que la celda de línea 50 kV en SET San Mateo STATKRAFT sea en tecnología GIS.

Además, para atender parcialmente la demanda de la SET Chosica en caso de contingencia en la línea de 60 kV que la alimenta, se solicita considerar lo siguiente:

- 1) Incrementar a 15 MVA la potencia del auto transformador 60/50 kV.
- 2) Adicionar una celda de línea 60 kV en la SET Surco.

Sustento

La razón de la propuesta de que todo el equipamiento de AT y MT en la SET San Mateo de LDS sea de tipo GIS se debe a al tamaño reducido del espacio, lo cual no permite implementar la solución propuesta por Osinergmin.

La solicitud de incrementar a 15 MVA la potencia del autotransformador 60/50 kV, tiene como finalidad brindar confiabilidad adicional a una parte de la carga de la SET Chosica (la otra parte se traslada a la SET Ñaña a través de la red de MT). Al respecto, cabe

mentar que la SET Chosica está alimentada desde la CH Moyopampa mediante una línea de simple circuito, la cual a solicitud de CONELSUR sale fuera de servicio por mantenimiento programado al menos una vez al año. De esta forma, se podrá atender todo el sistema crítico calificado por la DSE de Osinerghmin (Oficio N° 801-2023-OS-DSE).

Adicionalmente, y con el mismo objetivo, se requiere adicionar una celda de llegada para la línea en 60 kV Chosica - Surco (L-647) en esta última SET Surco.

Es importante también remarcar que no es técnicamente viable instalar el autotransformador de 15 MVA 60/50 MVA solicitado en la SET San Mateo de STATKRAFT, debido fundamentalmente a que no existe vía de acceso para tal fin.

Análisis de Osinerghmin

Con respecto al punto 1), la reconversión a GIS toda la AT y MT: De acuerdo a la información presentada por LDS, se rescata un planteamiento en tecnología GIS de toda la subestación, sin embargo, no se logra evidenciar, considerando la disposición planteada, la lógica de renovación de la media tensión considerando que no está ocupando un espacio crítico para la renovación AT. Si bien se sabe que la subestación cuenta con un terreno reducido, el planteamiento no conversa con lo realmente requerido, es así que solo se ve necesario aprobar la renovación en 60 kV a tipo GIS en simple barra. Asimismo, no se sustenta la razón por la cual se solicita una subestación en doble barra.

Con respecto al punto 2), adicionar una celda de línea y transformador en la SET San Mateo (LDS): el planteamiento de equipamiento propuesto por LDS se considera coherente en cuanto a implementar dos celdas de línea, dos celdas de transformador y una celda de medición.

Con respecto a incrementar la potencia al autotransformador, se debe considerar que, el objeto de la conexión de la SET San Mateo LDS desde la sierra central es debido a la criticidad de las instalaciones asociadas a la LT 60kV Chosica-Surco-San Mateo, en ese sentido no se está motivando el presente proyecto por confiabilidad de N-1, más aún cuando Chosica aún no supera los 30 MW. Sin embargo, también se considera válido la variabilidad de la demanda (incluido clientes libres) y atención colateral a otras SET's sin perjuicio de las condiciones del sistema eléctrico, es así que se considera válido la ampliación de capacidad del Autotransformador a 15 MVA.

En resumen, el proyecto contempla: 01 celda de línea en SET San Mateo (STATKRAFT), Línea de Transmisión 50 kV (5 km), Autotransformador 15 MVA y 05 celdas en la SET San Mateo de LDS, 60 KV Simple Barra, tipo GIS.

Con respecto a la celda de línea en 60 kV en SET Surco, LDS no ha presentado mayores argumentos de sustento para requerir dicha celda, no se observa unifilares, datos de placa, fotografías que detallen la razón de cambio, si es por obsolescencia o falta de equipamiento alguno.

Conclusión

Por las razones explicadas en el análisis anterior, se acoge parcialmente esta opinión, en tanto se está modificando el proyecto de Confiabilidad del Sistema Eléctrico Chosica – Surco – San Mateo 60 kV, con las precisiones indicadas previamente.

30. Ampliación de la capacidad de transformación MAT/AT en la SET Industriales

LDS solicita incluir en el PI 2025-2029 la ampliación de la SET Industriales 220/60 kV, considerando i) 01 banco de transformadores de 240 (3x80) MVA 220/60 kV, ii) 01 celda GIS de transformador de 220 kV, y iii) 01 celda GIS de transformador de 60 kV.

Sustento

En base a los resultados de la planificación al año 2029, el transformador de 240 MVA de la SET Industriales -a nivel de transmisión- atenderá la carga de las SET's Puente e Ingenieros y de la Línea 2 del Metro de Lima (LM2).

Con el esquema descrito, la salida del transformador de 240 MVA de la SET Industriales, ya sea debido a contingencias y/o labores de mantenimiento, dejará sin suministro eléctrico a toda la demanda de las SET's Puente e Ingenieros (total actual 151 MVA), afectando a un total de 47 203, parte de estos clientes son establecimientos de salud y la LM2. En ese contexto, sobre la base del criterio de confiabilidad establecido en el artículo 12.3.3. de la NORMA TARIFAS, se solicita la implementación de un segundo transformador de 240 MVA – 220/60 kV en la SET Industriales y las celdas de conexión respectivas

En tal sentido, corresponde aprobar la instalación solicitada, como transformador de Reserva Línea en 240 MVA 220/60 kV para la SET Industriales.

Análisis de Osinerghmin

Al respecto, de acuerdo a la NORMA RESERVA DE TRANSFORMACIÓN, los transformadores mayores a 100 kV no se encuentran dentro de su alcance, por lo que, en la evaluación de reserva para el banco de transformadores en 220 kV de la SET Industriales no se aplica los criterios y metodología dispuestas en dicha Norma. Sin perjuicio de ello, en el Informe Técnico N° 305-2022-GRT que sustenta la NORMA RESERVA DE TRANSFORMACIÓN, se indicó que para brindar confiabilidad a los bancos de transformadores monofásicos se mantendrá el criterio de aprobar su respectivo polo de reserva.

En ese sentido, de la revisión de los archivos de remuneración se advierte que el Banco de transformadores en 220/60/10 kV de 240 MVA de la SET Industriales ya cuenta con su respectivo polo de reserva, el cual brinda confiabilidad al Banco de transformadores en caso de contingencias o mantenimientos. No obstante, es preciso mencionar que LDS no ha evaluado la posibilidad de utilizar las líneas existentes (que no se encuentran conectadas actualmente) para brindar una confiabilidad total o parcial a la demanda que alimenta la SET Industriales.

Finalmente, respecto al argumento de LDS de interrupción de carga importante ante la salida del banco de transformadores de la SET Industriales, se entiende que cada centro de carga en 220 kV, como la SET Industriales u otras, atiende cargas sumamente importantes por lo que no representa una particularidad especial, entonces, los criterios de análisis no deben ser diferentes. Es así, que la confiabilidad del Banco se brinda a través del Polo de Reserva.

Conclusión

Por las razones explicadas en el análisis anterior, no se acoge esta opinión.

31. Línea de 60 kV Limatambo – San Isidro y Renovación de Celdas de 60 kV en las SET's Limatambo y San Isidro

LDS señala que en la Modificación del PI 2021-2025, se aprobó para el año 2025 la nueva línea de 60 kV Limatambo – San Isidro. Por otro lado, en la Prepublicación del PI 2025-2029 se está considerando la renovación de celdas 60 kV en SET Limatambo y SET San Isidro para el año 2028.

Solicitud

LDS indica los dos proyectos mencionados están relacionados, por tanto solicita aprobar como parte del PI 2025-2029, lo siguiente:

- Adelantar del año 2025 al 2024 la nueva línea de 60 kV Limatambo – San Isidro.
- Adelantar para el año 2026 la renovación de las celdas de 60 kV en las SET's Limatambo y SET San Isidro.

Sustento

La demanda registrada por la SET San Isidro el año 2023 alcanzó 730 A, cifra que hubiera representa un FU igual a **1,20** en la línea Central – San Isidro, en caso se hubiera desconectado la línea San Luis – San Isidro (condición de N-1). Si el evento ocurre en el

presente año, el FU hubiera alcanzado **1,27**, no cumpliendo con el numeral 12.3.1 de la NORMA TARIFAS.

Por ello, es imprescindible adelantar la puesta en servicio de la línea Limatambo – San Isidro para este año. Como indicó LDS en sus respuestas a las observaciones formuladas por Osinergmin a la propuesta del PI 2025-2029, la línea en cuestión operará con celdas existentes en ambos extremos, pero con equipamiento de segundo uso en buen estado.

Complementariamente y con el fin de asegurar un adecuado nivel de confiabilidad a la SET San Isidro, es necesario adelantar para el 2026 la renovación de las celdas de 60 kV en las SET's Limatambo y San Isidro. Este plazo ha sido fijado teniendo en consideración los plazos actuales de entrega de los suministros de las celdas GIS; además, para lograr eficiencias en las adquisiciones y obras de montaje es necesario que la renovación de las celdas sea integral en ambas subestaciones.

Es preciso resaltar que la propuesta descrita es concordante con el criterio de eficiencia establecido en el numeral 10.1. de la NORMA TARIFAS, el cual determina que para la definición del PIT se debe tomar en cuenta la alternativa que cumpla con los criterios de confiabilidad y calidad. Ello, toda vez que, la alternativa de LDS evita que la SET San Isidro se encuentre expuesta a contingencias por la probabilidad de fallas de elementos existentes debido a sobrecargas. Asimismo, la alternativa permite contar con un suministro confiable y de calidad para los usuarios cuyas demandas estarán menos expuestas a interrupciones.

En ese sentido, siendo que la decisión que tome el Osinergmin se debe basar en el principio de análisis de decisiones funcionales, el cual determina que, en el análisis de las alternativas, el Osinergmin tendrá en cuenta, entre otras materias, la satisfacción de los intereses de los usuarios, corresponde que se acepte la propuesta de LDS de : (i) adelantar del año 2025 al 2024 la nueva línea de 60 kV Limatambo – San Isidro; y, (ii) adelantar para el año 2026 la renovación de las celdas de 60 kV en las SET's Limatambo y SET San Isidro.

Análisis de Osinergmin

Con respecto a adelantar del año 2025 al 2024 la nueva línea de 60 kV Limatambo – San Isidro, de acuerdo al análisis en la modificatoria del PI 2021-2025, se consideró el año 2025 para la puesta en servicio de la línea Limatambo – San Isidro, año que se mantiene, no obstante, el Titular podrá implementarla antes de dicho año.

Con respecto a la renovación propuesta de las celdas de 60 kV en las SET's Limatambo y San Isidro, se acepta adelantar el programa de renovación de celdas al año 2026, tal como lo ha justificado LDS.

Además, considerando que las celdas de línea (L-633 y L-634) han sido dadas de Bajas como consta en las actas respectivas (001-2023 y 002-2023), no es posible retirar su Baja, lo cual será modificado en la presente etapa. Por lo tanto, temporalmente LDS, para implementar el proyecto Línea 60 kV Limatambo – San Isidro, puede utilizar las celdas de la Línea L-657.

Conclusión

Por las razones explicadas en el análisis anterior, se acoge parcialmente esta opinión, en tanto se adelanta las renovaciones de las SET's Limatambo y San Isidro al 2026.

Análisis de las Opiniones y Sugerencias de STATKRAFT a la PREPUBLICACION

1. [Interconexión San Mateo \(LDS9 – San Mateo \(STATKRAFT\)\)](#)

STATKRAFT no recomienda la interconexión entre la SET San Mateo (STATKRAFT) y SET San Mateo (LDS), sin antes efectuar el reforzamiento a través del ITC:

Sustento

En el análisis elaborado por STATKRAFT se menciona que se realizaron las siguientes simulaciones sobre lo aprobado por Osinerghmin en el AD 07 que involucra a STATKRAFT:

A. Interconexión San Mateo (LDS) – San Mateo (STATKRAFT)

En un primer análisis, se observa que, en condiciones normales de operación, si solo se conectara la SET San Mateo LDS y se desconecta la Línea de Transmisión (LT) 649, la viabilidad de la operación se verá comprometida debido a una considerable caída de tensión tanto en el punto Área de Demanda 7 como en el AD05. Sin embargo, al poner en servicio únicamente el banco de capacitores, la operación es viable. Esto sugiere que la instalación y activación de un banco de capacitores es crucial para mantener la estabilidad del sistema y evitar problemas de tensión. Por otro lado, al entrar en operación comercial la Instalación de Transmisión de conexión (ITC), se observa que la tensión se mantendrá dentro de los límites de calidad establecidos. El escenario ideal se presenta al operar tanto el banco de capacitores como la ITC, ya que la tensión se encontrará por encima de los límites de calidad. Esto sugiere que la combinación de estas medidas de mitigación de caída de tensión resulta altamente efectiva para garantizar una operación óptima del sistema eléctrico.

En el escenario de contingencia, específicamente la salida de la CH Huanchor, teniendo en cuenta únicamente la carga de la SET San Mateo y la desconexión de la Línea de Transmisión (LT 649). Al presentarse una caída de tensión hace que esta situación sea inviable. Sin embargo, al conectar un banco de capacitores, la operación se vuelve mínimamente viable, lo que sugiere que esta medida proporciona cierto nivel de estabilidad al sistema eléctrico durante contingencias. Por otro lado, al considerar la entrada en operación de la ITC, se observa que la operación es igualmente viable hasta cierto punto. Esto implica que la presencia de la ITC puede mitigar parcialmente los efectos adversos de la contingencia, pero aún puede existir un riesgo residual. El escenario más favorable se presenta cuando ocurre una contingencia y tanto la ITC como el banco de capacitores entran en operación. En esta situación, se resuelve el problema de caída de tensión de manera más efectiva, lo que sugiere que la combinación de estas medidas es crucial para garantizar la estabilidad del sistema eléctrico en momentos críticos.

B. Conexión SET Chosica

Para el caso de la conexión con la SET Chosica, se identifican tres escenarios favorables en términos de estabilidad de tensión.

Conexión del ITC: En este escenario, donde se cuenta únicamente con la ITC en funcionamiento, se puede atender una cierta cantidad de carga sin comprometer los límites mínimos de tensión.

Salida de la CH Huanchor e ITC: En este caso, además de la presencia de la ITC, se considera la salida de la CH Huanchor. A pesar de esta contingencia, la ITC permite mantener la estabilidad de tensión en la red eléctrica, lo que amplía la capacidad para atender carga en comparación con el escenario solo de ITC. La cantidad de carga que se puede atender dependerá de la capacidad de la ITC y de cómo se redistribuye la carga tras la salida de la central hidroeléctrica.

Salida de la CH Huanchor + ITC + Banco de Capacitores: Este es el escenario más robusto y favorable. Además de la ITC y la contingencia de salida de la central hidroeléctrica, se considera la activación del banco de capacitores. La combinación de estas medidas permite mantener la estabilidad de tensión en la red eléctrica incluso en situaciones desafiantes. En este escenario, la capacidad para atender carga puede ser la más alta de los tres, ya que la presencia del banco de capacitores refuerza aún más la estabilidad del sistema.

Análisis de Osinergmin

En atención a la opinión y sugerencia, en el informe correspondiente al Área de Demanda 5 (ver Informe Técnico N° 435-2024-GRT), se ha procedido con el análisis en estado estacionario y ante contingencias del sistema asociado a San Mateo (STATKRAFT), incluida la interconexión de las SET San Mateo (STATKRAFT) y San Mateo (LDS) con un Autotransformador 50/60 kV de 15 MVA y la Línea 60kV Surco - San Mateo (LDS), determinándose que no se requiere el banco de condensadores.

En relación a los niveles de tensión, en estado estacionario las tolerancias se encuentran dentro del 5% y en contingencia dentro del 10%.

Adicionalmente, con el ingreso del ITC SET Antuquito 220/50 kV-50 MVA en el año 2030 (propuesto por el COES en la propuesta preliminar del PT 2025-2034), se resuelven de manera definitiva los niveles de operación del sistema eléctrico asociado a la SET San Mateo.

Por otro lado, el enlace no tiene previsto atender a la SET Chosica mientras no se implemente el ITC. Por lo indicado, se considera que la oposición a la interconexión de la SET San Mateo (STATKRAFT) con la SET San Mateo (LDS) no se encuentra sustentada.

Conclusión

Por las razones explicadas en el análisis anterior, no se acoge esta opinión.

Análisis de las Opiniones y Sugerencias de José Pablo Rivera Rodríguez (JPRR) a la PREPUBLICACION

1. Acerca de la LT L-611

El tramo de línea transmisión L-611(18A – 18T) desde la SET Balnearios hasta la SET Los Ingenieros en su tramo Trébol Javier Prado y Avenida Separadora Industria, no está siendo atendido por los programas de mantenimiento, lo cual representa un alto riesgo para la sociedad, y además no respeta la franja de servidumbre.

Solicitud

JPRR solicita que el tramo Trébol Javier Prado - Avenida Separadora Industrial de la LT en 60 kV desde la SET Balnearios - SET Los Ingenieros debe de ser retirada por no operar desde el año 2015.

Sustento. –

JPRR menciona que la DSE el Osinerghmin, en mayo 2023 inspeccionó el tramo de la LT L611(18A – 18T) de LDS y describe el peligro de esta instalación ya que este tramo de línea está fuera de servicio, en mal estado y no entrega suministro eléctrico a la población, quien tiene que pagar en la tarifa eléctrica. Asimismo, menciona que en la actualidad las modificaciones realizadas a la infraestructura eléctrica de la zona debidamente aprobadas para mejorar la confiabilidad del suministro eléctrico en esta, han dado resultado y fueron respaldados en los ajustes tarifarios, por ello la SET Balnearios 220/60 kV, es alimentada en 220 kV mediante dos líneas desde la SET San Juan incrementando la confiabilidad en el N-1.

En la audiencia pública realizada por Osinerghmin, no se abordó en el tema de bajas de las líneas eléctricas en las zonas del tramo mencionado. Por otro lado, JPRR menciona que el tramo de línea en cuestión:

- No alimenta cargas domiciliarias y menos industriales
- Se observan estructuras en pésimo estado de observación – bases corroídas
- Trazo de ruta de línea sobre una institución educativa – Colegio Abelardo Quiñones.
- Cruce sobre casetas de peaje de zona evitamiento.

Además, JPRR transcribe el punto N° 55 del Anexo A “Análisis de las respuestas a las Observaciones Formuladas a la PROPUESTA INICIAL” del informe Técnico N° 088-2024-GRT.

OBSERVACIONES Y COMENTARIOS DE JPRR AL ANALISIS DE OSINERGHMIN AL PUNTO N° 55 del Informe Técnico 088-2024-GRT:

- (i) Según JPRR, recién en mayo del 2023 la DSE tomó conocimiento de la problemática de este tramo. Además, afirma que la operación del tramo en discusión impacta en la economía de los usuarios de electricidad. Agrega que este tramo no es de utilidad para la sociedad desde el 2015.
- (ii) Con relación a los escenarios 1 y 2 en referencia al Informe Técnico N° 088. JPRR cuestiona el análisis de falla en las barras de Balnearios e Industriales, debido a que considera que mantenerlas las líneas en Stand By es técnicamente y económicamente inviable.
- (iii) JPRR cuestiona la consideración por parte de LDS de fallas en las barras o transformadores que forman parte más importante de las subestaciones, menciona que las subestaciones deben ser consideradas en el Sistema de Gestión de Mantenimiento Productivo Total (TPM). Por ello, JPRR considera que la falla en estos componentes no deben ser evaluadas a la ligera porque

demuestra que el riesgo de fallas en el sistema eléctrico es alto. Finalmente, compara estas fallas con lo sucedido en la subestación PANDO.

- (iv) Acerca del último párrafo citado, JPRR menciona que, LDS indica que es parte de los proyectos aprobados por Osinergmin. Además, afirma que LDS desconoce que los usuarios de electricidad están pagando por un tramo (11 km) que no alimenta ninguna carga ni cumple la función de transmisión.
- (v) JPRR afirma que, Osinergmin no evaluó las tres dimensiones: Económico, social y ambiental. Esto durante el proceso de revisión y aprobación de los proyectos que forman parte del PIT .
- (vi) EL JPRR afirma que, La Línea de Transmisión en 60 kV desde la SET Balnearios hasta la SET Los Ingenieros en su tramo: Trébol Javier Prado y Avenida Separadora Industrial, está fuera de servicio con más de 90 días, e indica que, según la norma, esta debe de ser retirada físicamente de su ubicación por no ser necesaria y no debe ser parte de la tarifa a ser pagada por los usuarios de electricidad.
- (vii) JPRR menciona que se genera un impacto ambiental negativo al paisaje urbano limeño – No se está considerando la normativa establecida en: Ley N° 31119, Ley 30477.

Análisis de Osinergmin

Es importante mencionar, con respecto al estado y situación de las instalaciones, que el literal c) del artículo 31, literal c) de la LCE establece que los titulares están obligados a conservar y mantener sus obras e instalaciones en condiciones adecuadas para su operación eficiente. Sin perjuicio de ello, es importante indicar que, mediante Memorando N° DSE-440-2023, la DSE comunicó que en el tramo de línea E18-E18t, de la LT 60 kV, Derivación SE Balnearios – SE Monterrico (ex L-611), no se presentan situaciones de riesgo eléctrico grave al haberse verificado el cumplimiento de distancias de seguridad a edificaciones y al piso o calzada, y la existencia de edificaciones permitidas por el Código Nacional de Electricidad –Suministro 2011.

Con respecto al punto (i), (ii), (iv) y (v); se debe tener presente que no se está considerando la aprobación de nuevos proyectos; más bien, se trata de líneas de transmisión ya existentes cuya eliminación, según el análisis realizado, conlleva a una disminución en la confiabilidad de la infraestructura eléctrica de su estado actual. Además, cabe destacar que estas instalaciones pertenecen al SST para cuya remuneración en su momento se empleó un modelo de Sistema Económicamente Adaptado, orientado a alcanzar la eficiencia económica. Este enfoque implica ajustar la capacidad reconocida del sistema según las necesidades de utilización, asegurando así una asignación óptima de recursos.

Con respecto al punto (iii), se han registrado incidentes previos en diversas Subestaciones que han impactado en la integridad de las barras de las subestaciones. No obstante, gracias a la presencia de las líneas de transmisión existentes (no conectadas), se ha logrado mitigar cualquier repercusión negativa sobre los usuarios. Además, se destaca la posibilidad de reforzar y reutilizar estas líneas con miras a reducir los costos asociados a futuros proyectos. Por otro lado, es importante señalar que el incidente en la Subestación SET Pando está actualmente bajo investigación, por lo que es prematuro atribuirlo a una falla del sistema eléctrico o del planeamiento, además de ser un caso atípico en el sistema. En consecuencia, no se puede asumir que eventos similares puedan ocurrir en las subestaciones circundantes hasta que se concluya la investigación pertinente.

En relación al punto (vi), como se ha desarrollado en el Informe N° 088-2024-GRT, el tramo de línea en cuestión viene ofreciendo una confiabilidad adicional a la SET Ingenieros como lo sustentó LDS, lo cual no ha sido desvirtuado hasta el momento.

Con respecto al punto (vii), en el argumento presentado, no se ha detallado específicamente qué disposiciones legales están siendo infringidas.

Conclusión

Por las razones explicadas en el análisis anterior, no se acoge esta opinión.

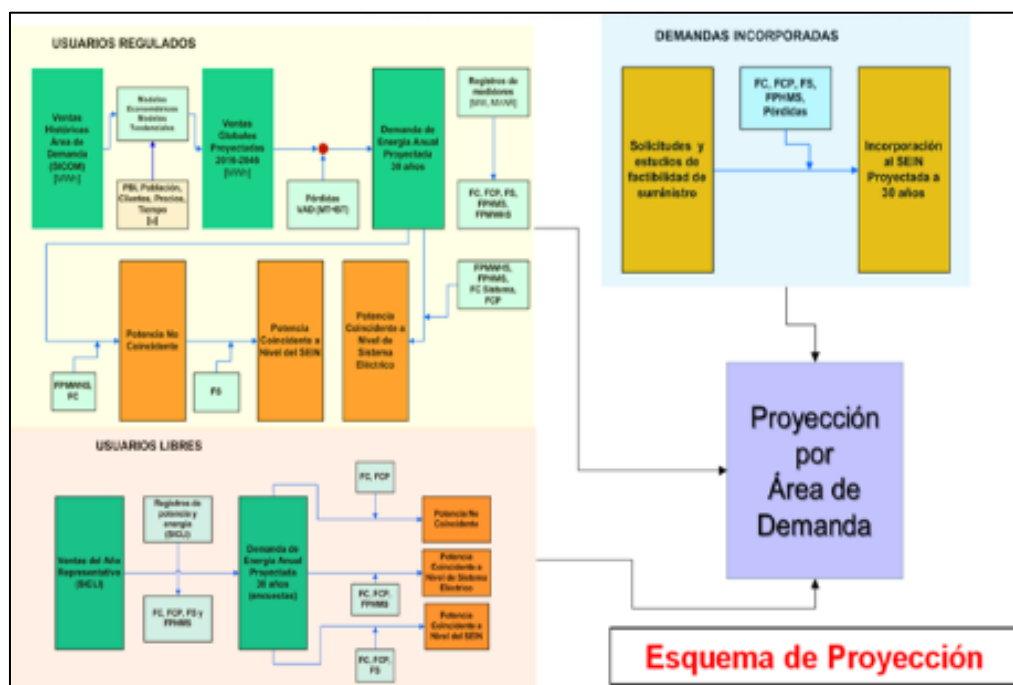
Anexo B

Metodología para la Proyección de la Demanda

METODOLOGÍA APLICADA PARA EL ESTUDIO DE LA DEMANDA

La metodología aplicada en el presente estudio está basada en lo señalado en la Norma “Tarifas y Compensaciones para los Sistemas Secundarios de Transmisión y Sistemas Complementarios de Transmisión” (“NORMA TARIFAS”) aprobada por Resolución N° 217-2013-OS/CD. La Figura 1 presenta el esquema de proceso de proyección de demanda.

Figura 1: Flujograma del Proceso de Proyección de Demanda



Conforme al artículo 8 de la NORMA TARIFAS, las etapas del estudio se detallan a continuación:

- Recopilación de información requerida.
- Proyección de la Demanda de Energía.
- Conversión de la proyección de energía a proyección de potencia.
- Caracterización de la carga en el Área de Demanda.

La proyección de la demanda de potencia y energía se efectúa para un periodo de 30 años.

B.1 Datos Históricos e Información Base, 1996-2022

B.1.1 Ventas de Energía

Las ventas históricas de energía se han obtenido teniendo como referencia la información histórica considerada en la Modificatoria del Plan de Inversiones en Transmisión del periodo 2021-2025. Para el Año Representativo (2022) se ha tomado en cuenta las Bases de Datos que dispone Osinerghmin: Sistema de Información Comercial (SICOM) y Sistema de Información de Clientes Libres (SICLI).

B.1.2 Producto Bruto Interno (PBI)

El PBI empleado en la construcción de los modelos econométricos es el PBI del departamento de Lima, está en millones de soles del año 2007, es calculado y publicado por el Instituto Nacional de Estadísticas e Informática (INEI).

La información histórica de la variable PBI del Área de Demanda 7 correspondiente al periodo 1996-2021 fue tomada de la Modificatoria del Plan de Inversiones en Transmisión del periodo 2021-2025.

En el cálculo del PBI del Área de Demanda 7 del Año Representativo (2022) se emplearon los valores de PBI departamental del año 2022 (Cifras preliminares en millones de soles del año 2007) calculados y publicados por INEI (<https://systems.inei.gob.pe/SIRTOD/app/consulta>). El PBI del Área de Demanda 7 del 2022 se calculó ponderando el PBI departamental con las ventas de energía en ese departamento.

B.1.3 Población

La información histórica de la variable POBLACIÓN del Área de Demanda 7 correspondiente al periodo 1996-2021 fue tomada de la Modificatoria del Plan de Inversiones en Transmisión del periodo 2021-2025.

En el cálculo de la POBLACIÓN del Área de Demanda 7 del Año Representativo (2022), se emplearon los valores de población departamental del año 2022 estimados por el INEI (<https://m.inei.gob.pe/estadisticas/indice-tematico/population-estimates-and-projections/>). La Población del Área de Demanda 7 se calculó con las ponderaciones de las ventas de energía en el departamento de Lima (misma metodología que se sigue para la variable PBI).

B.1.4 Clientes (Usuarios Regulados)

La información histórica de la variable CLIENTES del Área de Demanda 7 correspondiente al periodo 1996-2021 fue tomada de la Modificatoria del Plan de Inversiones en Transmisión del periodo 2021-2025.

La cantidad de clientes del Área de Demanda 7 del Año Representativo (2022) se obtuvo a partir de la Base de Datos SICOM 2022 que dispone Osinergmin en su portal web. Al igual que la energía vendida, dicha base de datos contiene también la cantidad de clientes por sistema eléctrico, de manera tal que se consideran los clientes de los sistemas que conforman el Área de Demanda 7.

B.1.5 Tarifa Real

La información histórica de la variable TARIFA REAL del Área de Demanda 7 correspondiente al periodo 1996-2021 fue tomada de la Modificatoria del Plan de Inversiones en Transmisión del periodo 2021-2025.

Para el cálculo de la TARIFA REAL del Área de Demanda 7 del Año Representativo (2022) se requiere tener como datos la tarifa promedio y el IPC departamental (Índice de Precios al Consumidor) en soles constantes del año 2009. La tarifa promedio se obtuvo dividiendo la facturación de energía entre las ventas de energía del Área de Demanda 7. Luego, la Tarifa Real fue obtenida dividiendo la tarifa promedio entre el IPC departamental. Este último, tomado del INEI en su Sistema de Información Regional para la toma de Decisiones (<https://systems.inei.gob.pe/SIRTOD/app/consulta>).

B.2 Proyección de Variables

B.2.1 Variables explicativas

B.2.1.1 Proyección del PBI

Para proyectar el PBI del Área de Demanda 7 se evaluó de si el comportamiento de esa variable se encuentra ligado o impulsado por el PBI nacional (PBIPERU).

Respecto del PBIPERU del Año representativo (2022), se utilizó el valor de PBI nacional del año 2022 (Cifras preliminares - en millones de soles del año 2007), calculados y publicados por el Instituto Nacional de Estadística e Informática (INEI), los cuales pueden ser descargados del siguiente enlace: <https://systems.inei.gob.pe/SIRTOD/app/consulta>.

Asimismo, en la proyección de esta variable para los años 2023, 2024 y 2025, se consideró las tasas de crecimiento reportadas por los Analistas Económicos en las Encuestas de Expectativas Macroeconómicas del 31 de Julio del 2023 realizadas por el Banco Central de Reserva del Perú (BCRP); las cuales pueden ser descargadas del siguiente enlace: <https://www.bcrp.gob.pe/estadisticas/encuesta-de-expectativas-macroeconomicas.html>. Para el periodo 2026-2054, se mantuvo constante la tasa de crecimiento correspondiente del año 2025.

En la Figura 2 se aprecia la ecuación que especifica el comportamiento del PBI del Área de Demanda 7, en ella se observa que se encuentra relacionado con el PBI nacional y una variable dicotómica aplicada al año 2020 (D2020), con el que se explica la caída del PBI en el año 2020 debido al evento de la pandemia por el COVID-19. Dicha ecuación tiene una bondad de ajuste de 99,28%.

Figura 2: Modelo de proyección del PBI del Área de Demanda 7

Dependent Variable: LOG(PBI07)				
Method: Least Squares				
Date: 04/15/24 Time: 10:15				
Sample (adjusted): 1997 2022				
Included observations: 26 after adjustments				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	-1.915182	0.249669	-7.670890	0.0000
LOG(PBIPERU(-1))	1.087328	0.019625	55.40525	0.0000
D2020	-0.186666	0.035732	-5.224096	0.0000
R-squared	0.992805	Mean dependent var	11.92622	
Adjusted R-squared	0.992179	S.D. dependent var	0.381332	
S.E. of regression	0.033723	Akaike info criterion	-3.833124	
Sum squared resid	0.026156	Schwarz criterion	-3.687959	
Log likelihood	52.83061	Hannan-Quinn criter.	-3.791322	
F-statistic	1586.847	Durbin-Watson stat	1.780140	
Prob(F-statistic)	0.000000			

Considerando dicho modelo, se estimó el PBI del Área de Demanda 7 hasta el año 2054. Los resultados se muestran en la Tabla 1, donde se aprecia que la tasa de crecimiento promedio anual es 3,20% para el periodo 2022-2054:

Tabla 1: Proyección del PBI del Área de Demanda 7

Año	PBI (mill S/. Cte. 2007)	Δ%
2022	248 502,00	-
2023	265 830,60	-

Año	PBI (mill S/. Cte. 2007)	Δ%
2024	269 301,20	1,31%
2025	276 629,60	2,72%
2026	285 363,30	3,16%
2027	294 372,80	3,16%
2028	303 666,60	3,16%
2029	313 254,30	3,16%
2030	323 144,00	3,16%
2031	333 346,50	3,16%
2032	343 871,10	3,16%
2033	354 727,60	3,16%
2034	365 927,20	3,16%
2035	377 480,20	3,16%
2036	389 398,40	3,16%
2037	401 692,50	3,16%
2038	414 374,80	3,16%
2039	427 457,20	3,16%
2040	440 952,70	3,16%
2041	454 874,60	3,16%
2042	469 236,10	3,16%
2043	484 050,90	3,16%
2044	499 333,10	3,16%
2045	515 098,30	3,16%
2046	531 361,20	3,16%
2047	548 137,10	3,16%
2048	565 443,10	3,16%
2049	583 295,30	3,16%
2050	601 711,50	3,16%
2051	620 708,60	3,16%
2052	640 305,70	3,16%
2053	660 521,10	3,16%
2054	681 375,30	3,16%
		3,20%

B.2.1.2 Proyección del Número de Clientes

El número de CLIENTES (Usuarios Regulados) se proyectó con un modelo tendencial lineal especificado en la Figura 3.

Figura 3: Modelo de proyección de clientes del Área de Demanda 7

Dependent Variable: CLI07				
Method: Least Squares				
Date: 08/10/23 Time: 21:13				
Sample (adjusted): 1996 2022				
Included observations: 27 after adjustments				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	574870.4	11397.15	50.43983	0.0000
@TREND	25105.14	752.0510	33.38222	0.0000
R-squared	0.978058	Mean dependent var		901237.2
Adjusted R-squared	0.977180	S.D. dependent var		201488.6
S.E. of regression	30437.17	Akaike info criterion		23.55590
Sum squared resid	2.32E+10	Schwarz criterion		23.65189
Log likelihood	-316.0047	Hannan-Quinn criter.		23.58445
F-statistic	1114.373	Durbin-Watson stat		0.097162
Prob(F-statistic)	0.000000			

Considerando dicho modelo, se estimó el número de CLIENTES del Área de Demanda 7 hasta el año 2054. Los resultados se muestran en la Tabla 2, donde se aprecia que la tasa de crecimiento promedio anual es 1,46% para el periodo 2022-2054.

Tabla 2: Proyección del número de clientes del Área de Demanda 7

Año	Clientes	Δ%
2022	1 278 707	-
2023	1 252 709	-2,0%
2024	1 277 814	2,0%
2025	1 302 919	2,0%
2026	1 328 025	1,9%
2027	1 353 130	1,9%
2028	1 378 235	1,9%
2029	1 403 340	1,8%
2030	1 428 445	1,8%
2031	1 453 550	1,8%
2032	1 478 655	1,7%
2033	1 503 760	1,7%
2034	1 528 866	1,7%
2035	1 553 971	1,6%
2036	1 579 076	1,6%
2037	1 604 181	1,6%
2038	1 629 286	1,6%
2039	1 654 391	1,5%
2040	1 679 496	1,5%
2041	1 704 602	1,5%
2042	1 729 707	1,5%
2043	1 754 812	1,5%
2044	1 779 917	1,4%
2045	1 805 022	1,4%
2046	1 830 127	1,4%
2047	1 855 232	1,4%
2048	1 880 338	1,4%

Año	Cientes	Δ%
2049	1 905 443	1,3%
2050	1 930 548	1,3%
2051	1 955 653	1,3%
2052	1 980 758	1,3%
2053	2 005 863	1,3%
2054	2 030 968	1,3%
		1,46%

B.2.1.3 Proyección de la Población

En las proyecciones de la variable POBLACIÓN del Área de Demanda 7 del periodo 2023-2054 se usó las estimaciones y proyecciones de la población departamental de los años 2025 y 2030, publicadas por el INEI en el Boletín de Análisis Demográfico N° 39 (https://www.inei.gob.pe/media/MenuRecursivo/publicaciones_digitales/Est/Lib1702/libro.pdf). Los datos departamentales de los periodos 2023-2024 y 2026-2029 fueron obtenidos a partir de una extrapolación de las tasas de crecimiento de los periodos 2022-2025 y 2025-2030, respectivamente.

Por su parte, la población anual del periodo 2031-2054 se obtuvo con la tasa de crecimiento departamental 1996-2030, la cual se mantuvo constante. Luego, dichos valores departamentales se emplearon en la construcción de los valores proyectados de la variable POBLACIÓN del Área de Demanda 7 ponderados con las ventas de energía del Año Representativo (2022).

En la Tabla 3 se presenta los valores proyectados de esa variable, donde se aprecia que la tasa de crecimiento promedio anual es 1,68% para el periodo 2022-2054.

Tabla 3: Proyección de la Población del Área de Demanda 7

Año	Población	Δ%
2022	12 157 654	-
2023	12 332 705	1,4%
2024	12 510 277	1,4%
2025	12 690 406	1,4%
2026	12 854 776	1,3%
2027	13 021 276	1,3%
2028	13 189 932	1,3%
2029	13 360 772	1,3%
2030	13 533 825	1,3%
2031	13 776 093	1,8%
2032	14 022 699	1,8%
2033	14 273 718	1,8%
2034	14 529 232	1,8%
2035	14 789 319	1,8%
2036	15 054 062	1,8%
2037	15 323 544	1,8%
2038	15 597 850	1,8%
2039	15 877 066	1,8%
2040	16 161 281	1,8%

Año	Población	Δ%
2041	16 450 583	1,8%
2042	16 745 065	1,8%
2043	17 044 817	1,8%
2044	17 349 936	1,8%
2045	17 660 516	1,8%
2046	17 976 656	1,8%
2047	18 298 456	1,8%
2048	18 626 016	1,8%
2049	18 959 439	1,8%
2050	19 298 831	1,8%
2051	19 644 299	1,8%
2052	19 995 951	1,8%
2053	20 353 897	1,8%
2054	20 718 252	1,8%
		1,68%

B.2.1.4 Proyección de la Tarifa Real

La variable TARIFA REAL del Área de Demanda 7 está en cts. de soles del 2009 por kWh. El valor de la TARIFA REAL del Año representativo (2022) se va a mantener constante en el horizonte temporal de la proyección. Bajo ese supuesto, el precio de energía se mantendrá estable en términos reales entre el 2022 y el 2054 con un valor de 0,4018 soles por kWh.

B.3 Metodología de proyección de las ventas de energía y potencia

La proyección de la demanda de energía se efectuó mediante distintas metodologías según el tipo de usuario:

- Usuarios Regulados: mediante modelos tendenciales y econométricos.
- Usuarios Libres existentes: consumos constantes con excepción de los incrementos de demanda solicitados y sustentados.
- Demandas incorporadas (Usuarios libres nuevos): consumos nuevos con demandas solicitadas y sustentadas.

La proyección de la demanda de energía del Área de Demanda se desagregó por sistema eléctrico, SET y nivel de tensión, considerando los datos del Año Representativo.

La transformación de la proyección de la energía a proyección de potencia coincidente a nivel de barras en MT, AT en cada SET se realizó a través de los FC y FCP:

$$\text{Potencia} = \text{Ventas de energía} \times \left(\frac{(1 + \%p)}{h \times FC} \right) \times \text{FCP}$$

Donde:

- %p : porcentaje de pérdidas estándares en media tensión y baja tensión.
 FC : factor de carga calculado para el Año Representativo (2022).

- FCP : factor de contribución a la punta del Año Representativo (2022).
- h : número de horas del Año Representativo (2022).

B.3.1 Proyección de las ventas de energía a Usuarios Regulados

De acuerdo a la metodología establecida en la NORMA TARIFAS, la proyección de las ventas de energía en el mercado regulado de un Área de Demanda se efectúa considerando: (i) métodos de tendencia, donde el nivel de ventas totales de energía es explicado únicamente por la variable tiempo; y (ii) métodos econométricos, donde las ventas totales de energía son explicadas por el PBI, población, número de clientes, tarifa real y entre otras variables.

B.3.1.1 Proyecciones tendenciales de ventas de energía

Los métodos tendenciales propuestos son:

- Tendencia lineal
- Tendencia exponencial
- Tendencia logarítmica
- Tendencia polinómica 2
- Tendencia polinómica 3
- Tendencia potencial

En la Tabla 4 se presentan los estadísticos de validez obtenidos a partir de los diversos modelos tendenciales. Conforme a los coeficientes de determinación (R^2) se muestra el grado de ajuste de cada modelo.

Tabla 4: Modelos tendenciales de ventas de energía del Área de Demanda 7

MÉTODO:		Lineal	Exponencial	Logarítmico	Polinómico 2	Polinómico 3	Potencial
ECUACIÓN:		VENTAS C T	LOG (VENTAS) C T	VENTAS C LOG(T)	VENTAS C T T^2	VENTAS C T T^2 T^3	LOG(VENTAS) C LOG(TIEMPO)
(R²)		0,7690	0,7996	0,7679	0,8801	0,9767	0,8485
ESTADISTICO t:							
Variable 1	Valor	9,60	252,78	2,44	5,73	16,04	179,71
	Prob,	0,0000	0,0000	0,0219	0,0000	0,0000	0,0000
Variable 2	Valor	9,12	9,99	9,09	7,76	-1,67	11,83
	Prob,	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,1085	0,0000
Variable 3	Valor				-4,72	7,82	
	Prob,				0,0001	0,0000	
Variable 4	Valor					-9,77	
	Prob,					0,0000	
ESTADISTICO F:							
Valor		83,22	99,73	82,71	88,09	321,68	140,04
Prob.		0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000

Fuente: Formato F-106 de Osinergmin

Asimismo, la Tabla 5 muestra las proyecciones de ventas de energía para el periodo 2022-2054 según los modelos tendenciales, apreciándose una fuerte dispersión de

resultados, que van desde tasas de crecimiento promedio anual negativas a un crecimiento de 3,94%.

Tabla 5: Proyecciones Tendenciales de ventas de energía (MWh)

Año	Modelos Comparados					
	Lineal	Exponencial	Logarítmico	Polinómico 2	Polinómico 3	Potencial
2022	6 971 895,98	7 541 529,74	6 229 235,01	5 987 617,23	5 016 253,99	6 409 807,49
2023	7 138 072,44	7 838 813,37	6 286 214,46	5 908 481,14	4 391 660,08	6 498 007,65
2024	7 304 248,89	8 147 815,78	6 341 194,21	5 811 173,74	3 644 286,51	6 584 262,75
2025	7 470 425,35	8 468 998,92	6 394 309,88	5 695 695,05	2 766 661,27	6 668 680,60
2026	7 636 601,80	8 802 842,95	6 445 683,73	5 562 045,05	1 751 312,34	6 751 359,68
2027	7 802 778,26	9 149 846,96	6 495 426,39	5 410 223,75	590 767,68	6 832 390,21
2028	7 968 954,71	9 510 529,71	6 543 638,26	5 240 231,16	-722 444,73	6 911 855,08
2029	8 135 131,17	9 885 430,41	6 590 410,76	5 052 067,26	-2 195 796,92	6 989 830,66
2030	8 301 307,62	10 275 109,52	6 635 827,33	4 845 732,07	-3 836 760,90	7 066 387,45
2031	8 467 484,07	10 680 149,60	6 679 964,40	4 621 225,57	-5 652 808,71	7 141 590,74
2032	8 633 660,53	11 101 156,18	6 722 892,08	4 378 547,77	-7 651 412,36	7 215 501,08
2033	8 799 836,98	11 538 758,64	6 764 674,88	4 117 698,68	-9 840 043,89	7 288 174,76
2034	8 966 013,44	11 993 611,18	6 805 372,29	3 838 678,28	-12 226 175,31	7 359 664,22
2035	9 132 189,89	12 466 393,81	6 845 039,27	3 541 486,58	-14 817 278,66	7 430 018,40
2036	9 298 366,35	12 957 813,31	6 883 726,72	3 226 123,59	-17 620 825,96	7 499 283,05
2037	9 464 542,80	13 468 604,34	6 921 481,86	2 892 589,29	-20 644 289,23	7 567 501,02
2038	9 630 719,26	13 999 530,51	6 958 348,55	2 540 883,70	-23 895 140,50	7 634 712,48
2039	9 796 895,71	14 551 385,55	6 994 367,66	2 171 006,80	-27 380 851,79	7 700 955,19
2040	9 963 072,16	15 124 994,46	7 029 577,28	1 782 958,60	-31 108 895,12	7 766 264,66
2041	10 129 248,62	15 721 214,77	7 064 013,00	1 376 739,11	-35 086 742,54	7 830 674,35
2042	10 295 425,07	16 340 937,81	7 097 708,11	952 348,31	-39 321 866,04	7 894 215,83
2043	10 461 601,53	16 985 090,05	7 130 693,79	509 786,21	-43 821 737,68	7 956 918,89
2044	10 627 777,98	17 654 634,47	7 162 999,31	49 052,82	-48 593 829,46	8 018 811,73
2045	10 793 954,44	18 350 572,02	7 194 652,15	-429 851,88	-53 645 613,41	8 079 921,05
2046	10 960 130,89	19 073 943,12	7 225 678,16	-926 927,88	-58 984 561,56	8 140 272,13
2047	11 126 307,34	19 825 829,16	7 256 101,68	-1 442 175,17	-64 618 145,93	8 199 888,99
2048	11 292 483,80	20 607 354,21	7 285 945,67	-1 975 593,77	-70 553 838,55	8 258 794,41
2049	11 458 660,25	21 419 686,61	7 315 231,80	-2 527 183,67	-76 799 111,44	8 317 010,08
2050	11 624 836,71	22 264 040,79	7 343 980,54	-3 096 944,86	-83 361 436,62	8 374 556,64
2051	11 791 013,16	23 141 679,01	7 372 211,25	-3 684 877,36	-90 248 286,13	8 431 453,71
2052	11 957 189,62	24 053 913,33	7 399 942,28	-4 290 981,16	-97 467 131,99	8 487 720,06
2053	12 123 366,07	25 002 107,51	7 427 191,00	-4 915 256,25	-105 025 446,22	8 543 373,54
2054	12 289 542,53	25 987 679,06	7 453 973,91	-5 557 702,65	-112 930 700,85	8 598 431,23
	1,79%	3,94%	0,56%			0,92%

Fuente: Formato F-106 de Osinerghmin

Esta familia de modelos tendenciales no permite simular situaciones reales, pues condiciona el comportamiento futuro de una variable a la variable tiempo, es por ello que resulta necesario complementarla con los modelos econométricos. La tasa de crecimiento promedio anual del modelo tendencial lineal (1,79%) es la que se considera en el ajuste final de la demanda de energía a largo plazo debido a su carácter conservador.

B.3.1.2 Proyecciones econométricas de ventas de energía

Con referencia a las proyecciones econométricas de demanda, se estimaron diversos modelos considerando diferentes variables explicativas y relaciones funcionales. El modelo seleccionado por Osinerghmin ha considerado una ecuación de regresión lineal donde las ventas de energía están explicadas por las variables PBI y TARIFA REAL.

En la Tabla 6 se presenta los diversos modelos econométricos evaluados, entre ellos el modelo seleccionado.

Tabla 6: Modelos econométricos de ventas de energía del Área de Demanda 7

MODELO:	Modelo 1	Modelo 2	Modelo 3	Modelo 4	Modelo 5	Modelo 6	Modelo 7 (seleccionado)
ECUACIÓN:	VENTAS C PBI TARIFA D2015	LOG(VENTAS) C LOG(PBI(-1)) LOG(CLIENTES) D2015	LOG(VENTAS) C LOG(PBI) LOG(TARIFA) LOG(CLIENTES) D2015 AR(1)	LOG(VENTAS) C LOG(PBI) LOG(TARIFA) AR(1)	LOG(VENTAS) C LOG(PBI(-1)) LOG(TARIFA/ CLIENTES(-1)) AR(1)	VENTAS C PBI(-1) TARIFA(-1) POBLACION	VENTAS C PBI TARIFA(-1)
R ²	0,9728	0,9022	0,9912	0,9894	0,9869	0,9623	0,9746
ESTADÍSTICO F:							
Valor	273,73	67,67	375,96	514,46	395,12	187,10	442,14
Prob.	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
ESTADISTICO t:							
Variable 1	Valor	12,88	4,62	1,04	5,23	2,71	7,82
	Prob,	0,0000	0,0001	0,3122	0,0000	0,0130	0,0000
Variable 2	Valor	25,19	5,46	2,71	4,62	2,03	5,76
	Prob,	0,0000	0,0000	0,0134	0,0001	0,0549	0,0000
Variable 3	Valor	-10,84	-3,14	-2,63	-2,48	-2,97	-9,87
	Prob,	0,0000	0,0048	0,0159	0,0215	0,0073	0,0000
Variable 4	Valor	2,40	0,56	1,82	13,80	9,88	-0,04
	Prob,	0,0250	0,5817	0,0837	0,0000	0,0000	0,9685
Variable 5	Valor			0,65	2,41	3,01	
	Prob,			0,5205	0,0246	0,0066	
Variable 6	Valor			12,35			
	Prob,			0,0000			
Variable 7	Valor			2,38			
	Prob,			0,0273			

Fuente: Formato F-107 de Osinerghmin

En la Tabla 7 se aprecia las proyecciones anuales de ventas de energía para el periodo 2022-2054 según los seis modelos econométricos planteados, siendo el modelo 7 el seleccionado, con un crecimiento promedio anual de 2,91%.

Tabla 7: Proyecciones econométricas de ventas de energía del Área de Demanda 7 (MWh)

Año	Modelos Comparados						
	Modelo 1	Modelo 2	Modelo 3	Modelo 4	Modelo 5	Modelo 6	Modelo 7
2022	5 845 693,07	6 026 625,72	5 677 465,36	5 026 417,79	5 509 483,91	5 747 817,44	5 811 147,46
2023	6 236 325,71	6 543 796,93	5 747 300,69	5 256 366,11	5 660 883,15	5 650 283,75	5 955 514,43
2024	6 314 560,33	7 109 216,07	5 854 019,38	5 309 993,13	5 715 451,02	6 010 980,99	6 027 432,45
2025	6 479 762,16	7 023 961,60	5 991 155,45	5 411 171,96	5 812 222,92	6 082 344,67	6 179 296,00
2026	6 676 643,85	7 115 729,31	6 139 244,19	5 528 715,29	5 934 020,85	6 234 345,87	6 360 281,61
2027	6 879 741,83	7 267 174,80	6 289 308,19	5 648 433,10	6 064 498,09	6 415 673,53	6 546 981,61
2028	7 089 248,25	7 426 422,63	6 441 378,66	5 770 368,57	6 196 153,79	6 602 745,16	6 739 572,63

Año	Modelos Comparados						
	Modelo 1	Modelo 2	Modelo 3	Modelo 4	Modelo 5	Modelo 6	Modelo 7
2029	7 305 379,82	7 593 665,26	6 595 493,44	5 894 575,62	6 329 014,49	6 795 738,54	6 938 253,90
2030	7 528 319,82	7 769 148,05	6 751 677,16	6 021 087,91	6 463 111,89	6 994 854,21	7 143 193,88
2031	7 758 311,17	7 953 056,10	6 909 972,81	6 149 968,11	6 598 466,38	7 199 856,09	7 354 615,90
2032	7 995 563,39	8 145 694,19	7 070 410,15	6 281 258,61	6 735 113,16	7 411 362,10	7 572 712,54
2033	8 240 299,13	8 347 306,85	7 233 021,42	6 415 006,18	6 873 076,13	7 629 565,81	7 797 688,50
2034	8 492 766,15	8 558 168,37	7 397 845,16	6 551 267,69	7 012 380,91	7 854 672,94	8 029 771,52
2035	8 753 202,13	8 778 604,49	7 564 914,51	6 690 092,06	7 153 057,88	8 086 912,46	8 269 180,09
2036	9 021 870,04	9 008 926,07	7 734 268,69	6 831 538,05	7 295 132,61	8 326 503,99	8 516 155,95
2037	9 299 010,96	9 249 495,40	7 905 937,72	6 975 650,66	7 438 635,28	8 573 690,59	8 770 920,72
2038	9 584 903,30	9 500 638,49	8 079 961,40	7 122 490,42	7 583 588,19	8 828 694,99	9 033 730,31
2039	9 879 815,44	9 762 754,96	8 256 374,06	7 272 109,89	7 730 021,23	9 091 774,51	9 304 831,47
2040	10 184 041,56	10 036 230,62	8 435 215,80	7 424 570,99	7 877 959,49	9 363 177,18	9 584 494,59
2041	10 497 877,86	10 321 503,35	8 616 524,91	7 579 933,31	8 027 432,33	9 643 174,90	9 872 991,98
2042	10 821 622,60	10 619 019,72	8 800 337,88	7 738 254,20	8 178 467,27	9 932 041,43	10 170 597,81
2043	11 155 588,13	10 929 235,44	8 986 693,06	7 899 594,35	8 331 090,06	10 230 052,45	10 477 599,20
2044	11 500 088,95	11 252 637,59	9 175 626,93	8 064 012,17	8 485 327,55	10 537 496,63	10 794 285,27
2045	11 855 478,02	11 589 723,19	9 367 184,85	8 231 580,12	8 641 204,78	10 854 664,69	11 120 980,49
2046	12 222 086,54	11 941 065,31	9 561 402,97	8 402 357,19	8 798 753,47	11 181 882,90	11 457 989,30
2047	12 600 260,09	12 307 204,41	9 758 319,11	8 576 405,42	8 957 997,70	11 519 457,38	11 805 629,41
2048	12 990 383,26	12 688 714,31	9 957 979,51	8 753 800,41	9 118 962,53	11 867 707,60	12 164 254,31
2049	13 392 818,82	13 086 246,89	10 160 421,33	8 934 604,36	9 281 679,34	12 226 989,07	12 534 197,52
2050	13 807 968,84	13 500 423,09	10 365 689,96	9 118 892,75	9 446 172,00	12 597 637,15	12 915 828,63
2051	14 236 213,58	13 931 943,43	10 573 821,75	9 306 727,81	9 612 470,54	12 980 023,55	13 309 497,20
2052	14 677 985,17	14 381 478,64	10 784 864,45	9 498 189,91	9 780 597,58	13 374 499,77	13 715 600,48
2053	15 133 694,06	14 849 803,05	10 998 856,75	9 693 346,15	9 950 584,32	13 781 465,37	14 134 515,76
2054	15 603 803,01	15 337 662,63	11 215 848,37	9 892 281,24	10 122 454,60	14 201 299,75	14 566 668,46
	3,12%	2,96%	2,15%	2,14%	1,92%	2,87%	2,91%

Fuente: Formato F-107 de Osinergmin

Según la ecuación del modelo seleccionado (Modelo 7), se aprecia una bondad de ajuste (R^2) de 97,46%, una significancia estadística individual en cada una de las variables explicativas a partir de los test “t” y una significancia grupal del modelo a partir del test “F”. Ver Figura 4.

Figura 4: Modelo econométrico de ventas de energía del Área de Demanda 7

Dependent Variable: ENE07				
Method: Least Squares				
Date: 05/09/24 Time: 08:03				
Sample (adjusted): 1997 2022				
Included observations: 26 after adjustments				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	6609464.	458166.0	14.42591	0.0000
PBIAD07	20.72257	0.840967	24.64137	0.0000
TARAD07(-1)	-153375.9	12521.39	-12.24911	0.0000
R-squared	0.974649	Mean dependent var		4905846.
Adjusted R-squared	0.972445	S.D. dependent var		1450314.
S.E. of regression	240748.5	Akaike info criterion		27.72906
Sum squared resid	1.33E+12	Schwarz criterion		27.87423
Log likelihood	-357.4778	Hannan-Quinn criter.		27.77086
F-statistic	442.1356	Durbin-Watson stat		1.153772
Prob(F-statistic)	0.000000			

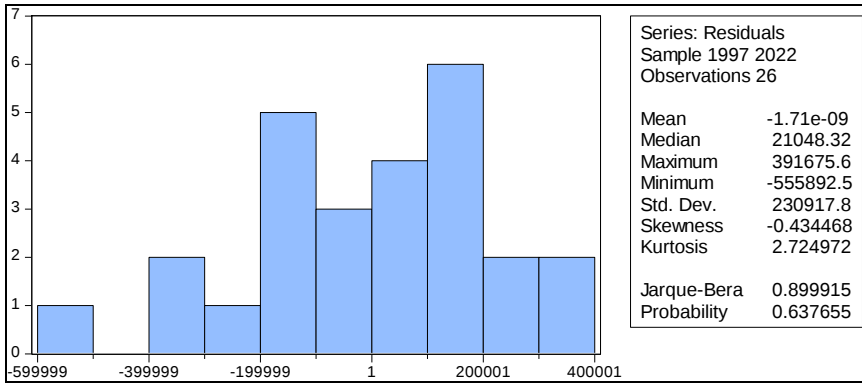
Validación estadística del modelo econométrico seleccionado

El modelo econométrico seleccionado para las proyecciones de la demanda regulada del Área de Demanda 7 es consistente estadísticamente al superar las pruebas establecidas por la NORMA TARIFAS. Los resultados se observan a continuación:

Prueba de Normalidad de Residuos

Se analizó el cumplimiento del supuesto de normalidad de los residuos. En la Figura 5 se muestra los resultados de la prueba de normalidad, para lo cual se empleó el test de Jarque-Bera. Los resultados indican que hay evidencia que los residuos estimados se distribuyen aproximadamente Normal porque la probabilidad del del Test de Jarque–Bera >5% (63,76%).

Figura 5: Prueba de Normalidad de Residuos



Prueba de Heterocedasticidad

Se analizó el cumplimiento del supuesto de homocedasticidad de los residuos. En la Figura 6 se muestra los resultados de la prueba de heterocedasticidad, para lo cual se empleó el test de White (sin aplicar términos cruzados). Los resultados indican que no hay evidencia de Heterocedasticidad porque la probabilidad del F–statistic > 5% (97,91%).

Figura 6: Prueba de Heterocedasticidad

Heteroskedasticity Test: White				
F-statistic	0.021114	Prob. F(2,23)	0.9791	
Obs*R-squared	0.047649	Prob. Chi-Square(2)	0.9765	
Scaled explained SS	0.032160	Prob. Chi-Square(2)	0.9840	
Test Equation:				
Dependent Variable: RESID^2				
Method: Least Squares				
Date: 05/09/24 Time: 08:08				
Sample: 1997 2022				
Included observations: 26				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	6.50E+10	6.87E+10	0.946570	0.3537
PBIAD07^2	-0.041721	0.749961	-0.055631	0.9561
TARAD07(-1)^2	-11346729	56523126	-0.200745	0.8427
R-squared	0.001833	Mean dependent var	5.13E+10	
Adjusted R-squared	-0.084965	S.D. dependent var	6.87E+10	
S.E. of regression	7.15E+10	Akaike info criterion	52.93285	
Sum squared resid	1.18E+23	Schwarz criterion	53.07802	
Log likelihood	-685.1271	Hannan-Quinn criter.	52.97465	
F-statistic	0.021114	Durbin-Watson stat	2.184097	
Prob(F-statistic)	0.979126			

Prueba de Autocorrelación

Se analizó el cumplimiento del supuesto de no autocorrelación de los residuos, a fin de poder afirmar que los desajustes se corrigen rápidamente y que no hay información sistemática. En la Figura 7 se muestra los resultados de la prueba de autocorrelación, para lo cual se empleó el test de correlación serial de Breusch-Godfrey. Los resultados indican que no hay evidencia de autocorrelación porque la probabilidad del F–statistic > 5% (13,09%).

Figura 7: Prueba de Autocorrelación

Breusch-Godfrey Serial Correlation LM Test:				
F-statistic	2.243992	Prob. F(2,21)	0.1309	
Obs*R-squared	4.578140	Prob. Chi-Square(2)	0.1014	
Test Equation:				
Dependent Variable: RESID				
Method: Least Squares				
Date: 05/09/24 Time: 08:09				
Sample: 1997 2022				
Included observations: 26				
Presample missing value lagged residuals set to zero.				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	-18126.43	441389.5	-0.041067	0.9676
PBIAD07	-0.047728	0.821860	-0.058073	0.9542
TARAD07(-1)	721.2827	11984.70	0.060184	0.9526
RESID(-1)	0.466583	0.220267	2.118259	0.0462
RESID(-2)	-0.159446	0.234374	-0.680306	0.5037
R-squared	0.176082	Mean dependent var	-1.71E-09	
Adjusted R-squared	0.019146	S.D. dependent var	230917.8	
S.E. of regression	228696.6	Akaike info criterion	27.68922	
Sum squared resid	1.10E+12	Schwarz criterion	27.93116	
Log likelihood	-354.9599	Hannan-Quinn criter.	27.75889	
F-statistic	1.121996	Durbin-Watson stat	1.967510	
Prob(F-statistic)	0.372779			

Ajuste final de ventas de energía

En el ajuste final de las ventas de energía se tomó en cuenta los siguientes criterios:

- Para las proyecciones anuales de la demanda vegetativa en el periodo comprendido entre 2023 y el 2029 se consideraron las tasas anuales de esos años resultantes del modelo econométrico seleccionado; tomando en cuenta que, de ser necesario suavizar la curva del año 2022 al 2023 se puede emplear la tasa de crecimiento correspondiente al periodo 2022-2054 del modelo econométrico seleccionado.
- Para las proyecciones anuales de la demanda de energía vegetativa a partir del año 2030 se consideró constante la tasa de crecimiento correspondiente al periodo 2022-2054 del modelo tendencial lineal.

Considerando lo anterior, se obtuvo una tasa de crecimiento de 2,00% para todo el periodo proyectado. Los resultados se muestran en la Tabla 8.

Tabla 8: Ajuste final de proyecciones de ventas de energía del Área de Demanda 7 (MWh)

Año	Ajuste final	TC
2022	5 492 095	-

Año	Ajuste final	TC
2023	5 628 535	2,48%
2024	5 768 366	2,48%
2025	5 913 702	2,52%
2026	6 086 909	2,93%
2027	6 265 584	2,94%
2028	6 449 897	2,94%
2029	6 640 039	2,95%
2030	6 758 711	1,79%
2031	6 879 505	1,79%
2032	7 002 457	1,79%
2033	7 127 607	1,79%
2034	7 254 993	1,79%
2035	7 384 656	1,79%
2036	7 516 637	1,79%
2037	7 650 976	1,79%
2038	7 787 716	1,79%
2039	7 926 900	1,79%
2040	8 068 572	1,79%
2041	8 212 775	1,79%
2042	8 359 556	1,79%
2043	8 508 960	1,79%
2044	8 661 034	1,79%
2045	8 815 826	1,79%
2046	8 973 385	1,79%
2047	9 133 760	1,79%
2048	9 297 001	1,79%
2049	9 463 159	1,79%
2050	9 632 287	1,79%
2051	9 804 438	1,79%
2052	9 979 665	1,79%
2053	10 158 024	1,79%
2054	10 339 571	1,79%
		2,00%

Fuente: Formato F-108 de Osinergmin

Proyecciones de ventas de energía por sistemas eléctricos

Las ventas de energía de los Sistemas Eléctricos (SE) fueron proyectadas a partir de los valores obtenidos de la proyección de energía del Área de Demanda que luego fueron distribuidos según la información del año representativo (Ver Formato F-109 del Área de Demanda 7) en los SET y barras, tomando en cuenta las pérdidas y la información consignada en el formato F-101.

B.3.2 Proyección de Ventas de Clientes Libres y Demandas Incorporadas

B.3.2.1 Clientes Libres

De acuerdo a la NORMA TARIFAS, la proyección de la demanda de estos usuarios se realiza según la información proporcionada por los propios Clientes Libres a sus suministradores. Por ejemplo, en el caso que el cliente libre manifieste una necesidad de incremento o ampliación de carga, el suministrador puede emplear encuestas; y, en el caso que no haya esa necesidad, entonces se considera consumos constantes en todo el periodo proyectado. Cabe indicar que el último consumo anual histórico debe desprenderse de la Base de Datos del SICLI.

Dicho ello, en el Área de Demanda 7, se ha considerado que el consumo de energía del año 2022 de los clientes libres existentes se mantenga constante durante el período de análisis, toda vez no hayan presentado solicitud sustentada de aumento de carga.

B.3.2.2 Demandas Incorporadas

Las Demandas Incorporadas hacen referencia a las demandas de clientes libres nuevos. Esas demandas deben estar sustentadas en estudios de factibilidad de suministro o en estudios de instituciones como el Ministerio de Energía y Minas, Gobiernos Regionales, Gobiernos Locales, Cámara de Comercio de la Región y entre otros. En dichos documentos, se debe considerar su punto previsto de conexión al SEIN y los valores de Factores de Carga, los cuales deben ser estimados según el tipo de actividad de suministros similares existentes.

Los sustentos de las solicitudes y/o cartas de factibilidad de suministro, a ser considerados en la proyección de demanda, deben cumplir con los siguientes criterios:

- La información que sustenta tales solicitudes y/o cartas de factibilidad de suministro no deberá tener una antigüedad mayor de 2 años (contabilizados a partir de la fecha de inicio del proceso tarifario).
- Si las Demandas Incorporadas corresponden a cargas menores que 1 MW, la solicitud y/o carta de suministro debe contar con la rúbrica o firma del solicitante (Cliente Libre) y del suministrador; además, debe: (i) adjuntar el cuadro de cargas e (ii) indicar el tipo de actividad de la carga, la ubicación, el año de ingreso, la potencia y nivel de tensión. La información de dicha solicitud debe consignarse en los formatos F-100.
- Si las Demandas Incorporadas corresponden a cargas mayores que 1 MW, se debe adjuntar en adición a lo anterior, el cronograma de ingreso de cargas, planos de ubicación y un documento en el que se verifique el compromiso de inversión requeridos por la magnitud de la carga. No obstante, en caso las cargas no superen los 2,5 MW y no se cuente con la información adicional indicada, se debe presentar el sustento correspondiente y la información que la reemplace, la misma que será evaluada por el Regulador.
- Toda documentación presentada debe estar sustentada por el mismo Cliente Libre.
- Las cargas de factibilidades de proyectos relacionados con el mejoramiento de redes, ampliación de sistemas de electrificación, implementación de nuevas redes eléctricas, no serán consideradas como demandas incorporadas, dado que estas cargas están incluidas en la proyección de la demanda regulada.
- Las solicitudes de suministros con requerimientos de potencia menores que 200 kW no aplican como demandas incorporadas, dado que se asume su incorporación en la proyección de la demanda de Usuarios Regulados.

Por otro lado, los factores de carga, coincidencia y contribución correspondientes para las nuevas demandas serán definidos de acuerdo a la información presentada en los sustentos respectivos, asimismo, estos deberán tener coherencia según el tipo de actividad de acuerdo a suministros similares existentes.

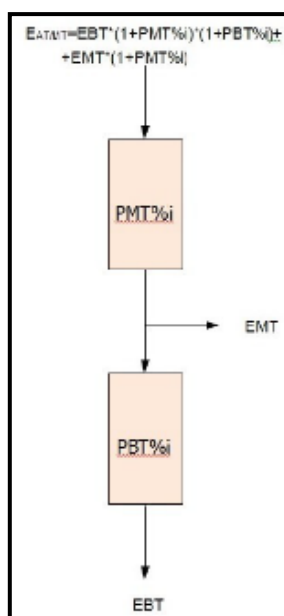
En la proyección de las demandas nuevas, se considera la Máxima Demanda presentada en el documento debidamente sustentado (multiplicado por los factores correspondientes), y se aplica un factor de ingreso progresivo de la carga basado en los antecedentes de tipo de cargas similares, información de la carga y la experiencia de los procesos regulatorios anteriores.

B.4 Integración de Pérdidas

En la proyección global de ventas de energía del Área de Demanda 7 a nivel de BT se añadió un valor equivalente al porcentaje de pérdidas de energía estándares totales vigentes en MT y BT. Mientras que, a nivel de MT, se añadió un valor equivalente al porcentaje de pérdidas de energía estándares totales vigentes en MT a la proyección de ventas de energía.

En las proyecciones de ventas de energía a niveles MAT o AT no se sumó las pérdidas en las redes MAT o AT o las transformaciones del sistema de transmisión (Ver Figura 8).

Figura 8: Integración de Pérdidas de Energía



B.5 Integración y conversión de energía en potencia

La conversión de la proyección del consumo de energía por barra y devanado de cada SET a las proyecciones de potencias no coincidentes con la máxima del SEIN y coincidentes con la máxima del Sistema (FPHMS) fue realizada con los factores de carga (FC), factores de contribución a la punta (FCP) y factores de simultaneidad determinados para todos los usuarios en BT y MT agrupados por barra de MT.

Los resultados se muestran en los formatos F-100 que sustentan el presente informe.

Anexo C

Metodología y Determinación de Transformadores de Reserva

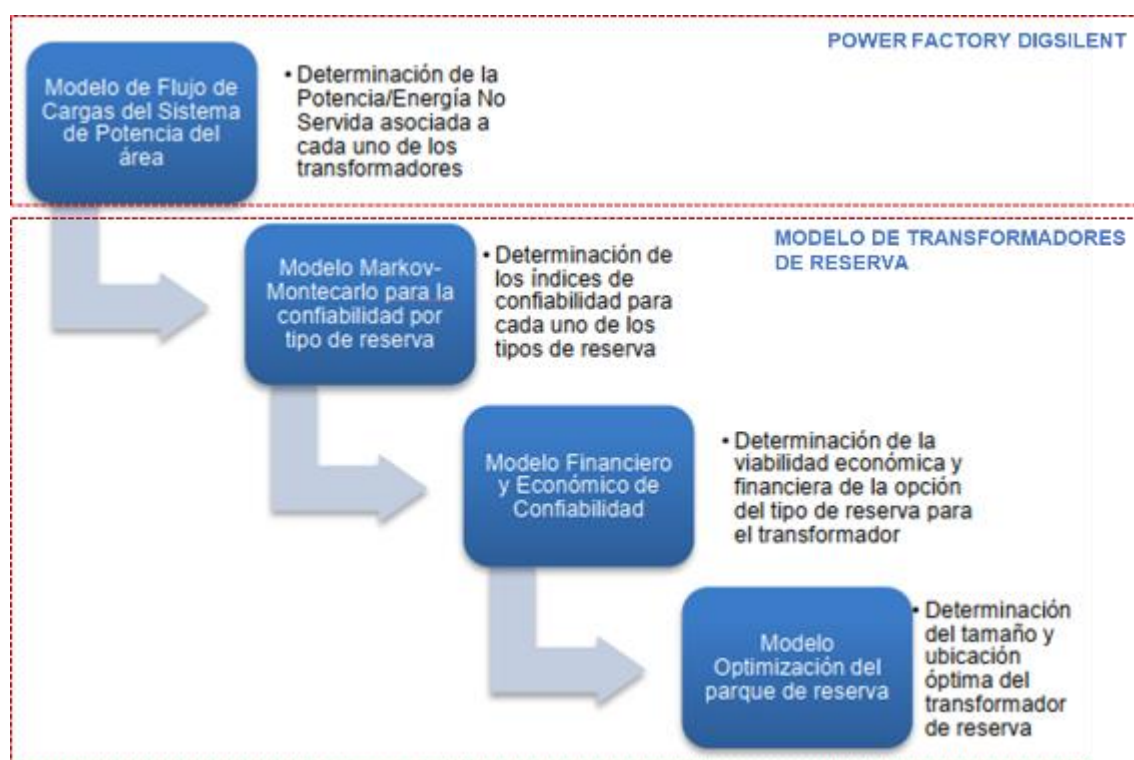
METODOLOGÍA Y DETERMINACIÓN DE TRANSFORMADORES DE RESERVA

El presente estudio se desarrolló aplicando los criterios y la metodología definida en la Norma “Procedimiento para la determinación de transformadores de reserva en los SST y SCT” (“NORMA RESERVA DE TRANSFORMACIÓN”), aprobada mediante Resolución N° 094-2022-OS/CD.

Asimismo, haciendo uso del modelo de confiabilidad y optimización (“Modelo de Transformadores de Reserva”) adjunto al anexo del Informe Técnico que sustenta la NORMA RESERVA DE TRANSFORMACIÓN.

A continuación, se presenta el siguiente esquema de proceso de determinación de los transformadores de reserva.

Figura N°1: Flujograma del proceso de determinación de los transformadores de reserva



El estudio se inicia con la definición del parque de transformadores por Área de Demanda, considerando que los transformadores deben pertenecer a los Sistemas Secundarios de Transmisión (SST) y Sistemas Complementarios de Transmisión (SCT) remunerados por la demanda.

Las etapas del estudio se desarrollan a continuación:

C.1. Cálculo de la Potencia No Servida

La Potencia No Servida se obtiene efectuando simulaciones de Flujo de Carga, con y sin el transformador bajo estudio, utilizando la red del Sistema Eléctrico a Remunerar determinada en el Plan de Inversiones. La estimación de la Potencia No Servida se determina para un horizonte de 10 años.

C.2. Cálculo de parámetros de confiabilidad

Los parámetros de confiabilidad tales como: número de fallas, número de mantenimientos, tasa de daño, duración de falla, duración de mantenimiento y tiempo de reparación, son determinados automáticamente mediante simulaciones del Modelo Markov-Montecarlo, implementado en el Modelo de Transformadores de Reserva.

C.3 Evaluación Financiera y Económica de confiabilidad

La evaluación de transformadores de reserva se efectúa en base a un modelo de confiabilidad que se enmarca en un estudio de viabilidad económica, el cual considera los beneficios de contar con reservas en función del costo evitado por reducción del valor esperado de la Energía No Servida y el Costo de la Inversión requerida para los transformadores de reserva.

Se establece, la relación Beneficio/Costo del transformador de reserva, el cual debe ser mayor a uno para justificar su inversión.

C.4. Optimización

Aquellos transformadores, que de la evaluación financiera y económica de confiabilidad resultaron con viabilidad para contar con una reserva de tipo en bodega, son seleccionados para ser evaluados mediante el módulo de optimización del Modelo de Transformadores de Reserva, a fin de determinar el tamaño y ubicación óptima de un transformador de reserva compartida que brinde confiabilidad a un grupo de transformadores.

Para la optimización, se debe tener en cuenta lo siguiente:

- Las Potencias No Servidas asociadas a cada transformador.
- El periodo de análisis corresponde al periodo vinculante del Plan de Inversión.
- Matriz de tiempo requerido para llevar un transformador de reserva de una Subestación "A", a otra Subestación "B".
- Disponibilidad de espacios en las subestaciones para almacenar una reserva del tipo compartida.
- Agrupamiento de transformadores considerando su ubicación geográfica y características técnicas.

En el caso de evaluar el parque de transformadores mediante la agrupación de dos (2) o más subgrupos vs evaluar todo el parque en un (1) solo grupo, la decisión estará basada en aquel agrupamiento que presenta el menor costo total de la confiabilidad (función de Min(Fobj) del modelo de optimización) que resulta de la evaluación:

$$MinFobj(G1) < MinFobj(G2) + MinFobj(G3) + \dots + MinFobj(Gn)$$

Finalmente, es preciso indicar que, los sustentos de los métodos de cálculos, así como los manuales para uso del Modelo de Transformadores de Reserva tanto del usuario como del programador se encuentran debidamente desarrollados en los Archivos anexos del Informe Técnico que sustenta la NORMA RESERVA DE TRANSFORMACIÓN.

C.5. Evaluación de solicitud de Transformadores de Reserva

LDS en su PROPUESTA FINAL, indicó que para brindar confiabilidad a transformadores en el AD7 requiere contar con 11 transformadores de reserva en todo su parque:

Necesidad de transformadores de reserva, según norma (11 Transformadores)
1 de 50 MVA - 220/10 kV
1 de 50 MVA - 220/22,9 kV
2 de 50 MVA - 60/10 kV
2 de 50 MVA - 60/22,9 kV
3 de 40 MVA - 60/22,9/10 kV
1 de 25 MVA - 60/22,9/10 kV
1 de 15 MVA - 60/22,9/10 kV

Por tanto, LDS ha solicitado la aprobación de los siguientes transformadores de reserva en el PI 25-29 (Adicionales a las que ya tiene):

Titular	Solicitud	Tensión	SET	Tipo
Luz del Sur	1 TR 50 MVA	60/10	Puente	Nuevo
Luz del Sur	1 TR 50 MVA	60/23	Alto Pradera	Nuevo
Luz del Sur	1 TR 40 MVA	60/23/10	Santa Clara	Nuevo
Luz del Sur	1 TR 40 MVA	60/23/10	Limatambo	Nuevo
Luz del Sur	1 TR 40 MVA	60/23/10	Las Praderas	Nuevo
Luz del Sur	1 TR 15 MVA	60/23/10	Surco	Nuevo

Asimismo, en la etapa de Observaciones y Sugerencias LDS reiteró que requiere la aprobación de 3 transformadores de reserva en 60/23/10 kV de 40 MVA y 1 transformador de reserva en 60/23 kV de 50 MVA, adicionales a las que ya tiene.

C.5.1. Descripción del Parque de Transformadores AD7

De la revisión del parque de transformadores del Área de Demanda 7 se advierte los siguientes grupos de transformadores:

Transformadores por Devanados	Transformadores existentes en operación (según potencia del lado primario)
60/10 kV	1 transformador de 5 MVA 2 transformadores de 17,2 MVA 19 transformadores de 25 MVA 2 transformadores de 40 MVA 20 transformadores de 50 MVA

60/22,9 kV	8 transformador de 50 MVA
60/22,9/10 kV	1 transformador de 10 MVA 7 transformadores de 25 MVA 12 transformadores de 40 MVA

Figura N°2: Parque de Transformadores Área de Demanda 7

Área de Demanda *	Empresa de Distribución	Nombre Subestación *	Código de Módulo Estándar
7	LUZ DEL SUR	Surco	TP-060010-005SI2E
7	LUZ DEL SUR	Chosica	TP-060010-020CO1E
7	LUZ DEL SUR	Chosica	TP-060010-020CO1E
7	LUZ DEL SUR	Barranco	TP-060010-025CO1E
7	LUZ DEL SUR	Barranco	TP-060010-025CO1E
7	LUZ DEL SUR	Bujama	TP-060010-025CO1E
7	LUZ DEL SUR	La Planicie	TP-060010-025CO1E
7	LUZ DEL SUR	La Planicie	TP-060010-025CO1E
7	LUZ DEL SUR	Manchay	TP-060010-025CO1E
7	LUZ DEL SUR	Monterrico	TP-060010-025CO1E
7	LUZ DEL SUR	Pachacámac	TP-060010-025CO1E
7	LUZ DEL SUR	Pachacámac	TP-060010-025CO1E
7	LUZ DEL SUR	San Bartolo	TP-060010-025CO1E
7	LUZ DEL SUR	San Isidro	TP-060010-025CO1E
7	LUZ DEL SUR	San Vicente	TP-060010-025CO1E
7	LUZ DEL SUR	Santa Clara	TP-060010-025CO1E
7	LUZ DEL SUR	Villa El Salvador	TP-060010-025CO1E
7	LUZ DEL SUR	Villa El Salvador	TP-060010-025CO1E
7	LUZ DEL SUR	Villa María	TP-060010-025CO1E
7	LUZ DEL SUR	Villa María	TP-060010-025CO1E
7	LUZ DEL SUR	Huaycán	TP-060010-025CO1E
7	LUZ DEL SUR	Gálvez	TP-060010-025CO1I
7	LUZ DEL SUR	Gálvez	TP-060010-025CO1I
7	LUZ DEL SUR	Los Ingenieros	TP-060010-040CO1E
7	LUZ DEL SUR	Salamanca	TP-060010-040CO1E
7	LUZ DEL SUR	Central	TP-060010-050CO1E
7	LUZ DEL SUR	Central	TP-060010-050CO1E
7	LUZ DEL SUR	Chorrillos	TP-060010-050CO1E
7	LUZ DEL SUR	Limatambo	TP-060010-050CO1E
7	LUZ DEL SUR	Limatambo	TP-060010-050CO1E
7	LUZ DEL SUR	Neyra	TP-060010-050CO1E
7	LUZ DEL SUR	Puente	TP-060010-050CO1E
7	LUZ DEL SUR	Puente	TP-060010-050CO1E
7	LUZ DEL SUR	Santa Anita	TP-060010-050CO1E

Área de Demanda *	Empresa de Distribución	Nombre Subestación *	Código de Módulo Estándar
7	LUZ DEL SUR	Vertientes	TP-060010-050CO1E
7	LUZ DEL SUR	Balnearios	TP-060010-050CO1I
7	LUZ DEL SUR	Balnearios	TP-060010-050CO1I
7	LUZ DEL SUR	Gálvez	TP-060010-050CO1I
7	LUZ DEL SUR	Huachipa	TP-060010-050CO1I
7	LUZ DEL SUR	Neyra	TP-060010-050CO1I
7	LUZ DEL SUR	Salamanca	TP-060010-050CO1I
7	LUZ DEL SUR	San Isidro	TP-060010-050CO1I
7	LUZ DEL SUR	San Juan	TP-060010-050CO1I
7	LUZ DEL SUR	San Mateo	TP-060023010-015SI3E
7	LUZ DEL SUR	Chilca	TP-060023010-025CO1E
7	LUZ DEL SUR	Las Praderas	TP-060023010-025CO1E
7	LUZ DEL SUR	Las Praderas	TP-060023010-025CO1E
7	LUZ DEL SUR	Manchay	TP-060023010-025CO1E
7	LUZ DEL SUR	San Bartolo	TP-060023010-025CO1E
7	LUZ DEL SUR	San Vicente	TP-060023010-025CO1E
7	LUZ DEL SUR	Vertientes	TP-060023010-025CO1E
7	LUZ DEL SUR	Balnearios	TP-060023010-040CO1E
7	LUZ DEL SUR	Bujama	TP-060023010-040CO1E
7	LUZ DEL SUR	Chorrillos	TP-060023010-040CO1E
7	LUZ DEL SUR	Las Praderas	TP-060023010-040CO1E
7	LUZ DEL SUR	Lurin	TP-060023010-040CO1E
7	LUZ DEL SUR	Puente	TP-060023010-040CO1E
7	LUZ DEL SUR	Santa Clara	TP-060023010-040CO1E
7	LUZ DEL SUR	Villa Maria	TP-060023010-040CO1E
7	LUZ DEL SUR	Limatambo	TP-060023010-040CO1I
7	LUZ DEL SUR	Neyra	TP-060023010-040CO1I
7	LUZ DEL SUR	San Isidro	TP-060023010-040CO1I
7	LUZ DEL SUR	Alto Pradera	TP-060023-050CO1E
7	LUZ DEL SUR	Central	TP-060023-050CO1E
7	LUZ DEL SUR	Chilca	TP-060023-050CO1E
7	LUZ DEL SUR	Huachipa	TP-060023-050CO1E
7	LUZ DEL SUR	Los Ingenieros	TP-060023-050CO1E
7	LUZ DEL SUR	Lurin	TP-060023-050CO1E
7	LUZ DEL SUR	Monterrico	TP-060023-050CO1E
7	LUZ DEL SUR	Santa Anita	TP-060023-050CO1E
7	LUZ DEL SUR	Barranco	TP-060MT-050COE

Asimismo, según lo informado por LDS en su PROPUESTA FINAL y en relación con los archivos de remuneración de peajes de los SST y SCT, en el AD 7, actualmente se tiene los siguientes transformadores de reserva y transformadores disponibles:

Tipo	Cantidad	Transformadores Disponibles/Reserva
60/10 kV - 50 MVA	1	Reserva - SCT
60/23 kV - 50 MVA	1	Reserva - SCT

Tipo	Cantidad	Transformadores Disponibles/Reserva
60/23/10 kV - 40 MVA	1	Disponibles - SST
60/23/10 kV - 25 MVA	3**	Disponibles - SST
60/10 kV - 25 MVA	1*	Disponibles - SST
60/10 kV - 17,2 MVA	2	Disponibles - SST
60/10 kV - 12,5 MVA	1	Disponibles - SST

(*) Se tiene 2 TP disponibles de 60/10 kV – 25 MVA, de los cuales uno será ubicado en la nueva SET Huaycán. Y para el año 2027, se contará con un TP disponible adicional proveniente de Monterrico.

(**) Se tiene 2 TP disponibles de 60/23/10 kV – 25 MVA. Y para el año 2028 se contará con uno adicional proveniente de la SET Chilca

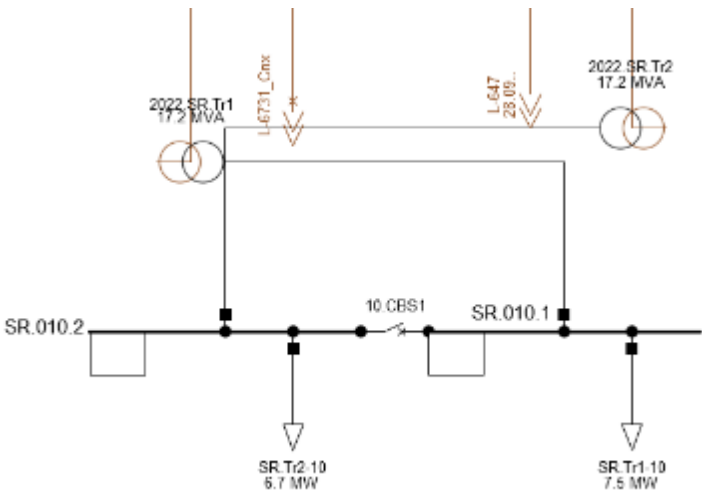
Además, al parque de transformadores existente, se agregan las modificaciones en transformadores aprobadas en la presente etapa del Plan de Inversiones.

Año	Descripción Proyecto	Tensión [kV]	Potencia [MVA]
2025	Nueva SET Huaycán, con TP rotado de reserva disponible	60/10	25
2026	Nueva SET Vitarte, con TP rotado de reserva disponible	60/23/10	40
2026	Nuevo TP Monterrico	60/23/10	40
2026	Nuevo TP para SET Alto Pradera	60/23	50
2028	Nuevo TP para SET Bujama	60/23	50
2028	Rotación de TP de SET Bujama a SET Chilca	60/23/10	40

Definido el parque de transformadores y las reservas disponibles, se determina mediante simulaciones de flujo de carga, con y sin el transformador en estudio, las Potencias No Servidas.

C.5.2. Transformadores que presentan Potencias No Servidas

Cabe precisar que, ante un evento de falla de un transformador, LDS deberá efectuar operaciones de maniobra que permitan restablecer el servicio eléctrico, tal como el cierre de acoplamiento de barras en MT. Por ejemplo, ante la indisponibilidad del transformador “2022.SR.Tr1” el acoplamiento “10 CBS1” deberá cerrarse (ver gráfico).



A continuación se muestran los resultados de los transformadores que presentan Potencias No Servidas:

Nombre Subestación *	Código de Módulo Estándar	Año1	Año2	Año3	Año4	Año5	Año6	Año7	Año8	Año9	Año10
Alto Pradera	TP-060023-050CO1E	41.27	0.37	8.90	17.35	17.48	17.68	18.10	18.30	18.36	20.62
Balnearios	TP-060023010-040CO1E	6.16	6.22	6.28	6.34	6.40	6.44	6.48	6.53	7.30	8.41
Balnearios	TP-060010-050CO1I	7.88	10.31	12.68	15.78	18.37	20.13	21.66	24.08	25.85	27.09
Balnearios	TP-060010-050CO1I	7.88	10.31	12.68	15.78	18.37	20.13	21.66	24.08	25.85	27.09
Barranco	TP-060010-050CO1E	12.06	13.73	15.42	17.42	19.22	20.42	21.52	23.00	24.20	25.18
Barranco	TP-060010-025CO1E	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.54	2.71	3.59
Barranco	TP-060010-025CO1E	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.54	2.71	3.59
Bujama	TP-060010-025CO1E	9.04	9.26	9.49	9.72	9.96	10.11	10.27	10.42	10.58	10.75
Bujama	TP-060023-050CO1E	10.73	10.87	11.02	11.17	11.33	11.43	11.53	11.63	11.74	11.84
Central	TP-060010-050CO1E	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Central	TP-060010-050CO1E	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Central	TP-060023-050CO1E	16.42	16.74	17.07	17.41	17.75	17.97	18.19	18.42	18.65	18.88
Chilca	TP-060023010-040CO1E	6.25	6.43	6.61	6.80	6.32	6.43	6.54	6.66	6.77	6.89
Chilca	TP-060023-050CO1E	31.96	36.24	40.51	16.09	16.76	16.79	16.83	16.98	17.13	18.76
Chorrillos	TP-060010-050CO1E	23.19	24.52	25.79	27.60	27.52	28.48	29.33	23.29	24.04	24.64
Chorrillos	TP-060023010-040CO1E	20.56	20.82	21.09	21.36	21.65	21.83	22.01	22.20	22.39	22.58
Chosica	TP-060010-020CO1E	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.20	0.50	0.79
Chosica	TP-060010-020CO1E	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.20	0.50	0.79
Gálvez	TP-060010-050CO1I	9.48	10.79	12.17	14.27	15.83	16.97	17.86	18.47	20.55	21.09
Gálvez	TP-060010-025CO1I	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Gálvez	TP-060010-025CO1I	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Huachipa	TP-060010-050CO1I	40.03	41.37	42.73	44.12	45.00	45.54	46.10	46.67	47.24	47.83
Huachipa	TP-060023-050CO1E	37.89	30.47	31.76	33.07	33.31	33.46	33.61	33.77	33.93	34.09
La Planicie	TP-060010-025CO1E	7.58	8.36	9.10	9.95	10.89	11.47	12.02	12.65	13.43	14.06
La Planicie	TP-060010-025CO1E	7.58	8.36	9.10	9.95	10.89	11.47	12.02	12.65	13.43	14.06
Las Praderas	TP-060023010-040CO1E	25.73	26.04	26.35	24.91	25.20	25.38	25.57	25.75	25.94	26.13
Las Praderas	TP-060023010-025CO1E	32.61	32.85	33.10	33.36	33.57	33.70	33.83	33.97	34.10	34.25

Nombre Subestación *	Código de Módulo Estándar	Año1	Año2	Año3	Año4	Año5	Año6	Año7	Año8	Año9	Año10
Las Praderas	TP-060023010-025CO1E	9.52	9.76	10.05	9.45	9.60	9.76	10.98	10.18	10.26	11.39
Limatambo	TP-060010-050CO1E	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Limatambo	TP-060023010-040CO1I	11.98	11.98	11.98	11.98	11.98	11.98	11.98	11.98	11.98	11.98
Limatambo	TP-060010-050CO1E	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Los Ingenieros	TP-060010-040CO1E	26.58	27.09	27.61	28.15	28.70	29.05	29.40	29.76	30.13	30.50
Los Ingenieros	TP-060023-050CO1E	30.10	30.52	30.95	31.39	31.67	31.84	32.02	32.20	32.38	32.56
Lurin	TP-060023010-040CO1E	23.90	24.46	25.03	25.62	26.23	26.61	27.00	27.39	27.79	28.20
Lurin	TP-060023-050CO1E	26.41	26.45	26.48	26.52	26.56	26.58	26.61	26.63	26.66	26.68
Manchay	TP-060010-025CO1E	9.83	10.12	10.42	10.72	11.04	11.24	11.44	11.64	11.85	12.06
Manchay	TP-060023010-025CO1E	11.73	11.88	12.04	12.20	12.37	12.47	12.58	12.68	12.79	12.90
Monterrico	TP-060023-050CO1E	39.05	32.83	33.42	34.02	34.45	34.71	34.98	35.25	35.53	35.81
Monterrico	TP-060023010-040CO1E	18.87	26.32	26.99	27.69	28.29	28.66	29.04	29.43	29.82	30.22
Neyra	TP-060023010-040CO1I	6.28	6.37	6.46	6.54	6.64	6.69	6.75	6.81	6.87	6.94
Neyra	TP-060010-050CO1E	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Neyra	TP-060010-050CO1I	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Pachacámac	TP-060010-025CO1E	2.44	3.28	4.10	5.23	6.08	6.69	7.19	1.49	1.92	2.28
Pachacámac	TP-060010-025CO1E	2.44	3.28	4.10	5.23	6.08	6.69	7.19	1.49	1.92	2.28
Puente	TP-060010-050CO1E	8.73	9.42	11.19	11.53	14.02	14.43	15.35	16.42	18.03	18.73
Puente	TP-060023010-040CO1E	13.02	13.13	13.25	13.37	13.47	13.53	13.60	13.66	13.73	13.79
Puente	TP-060010-050CO1E	8.73	9.42	11.19	11.53	14.02	14.43	15.35	16.42	18.03	18.73
Salamanca	TP-060010-050CO1I	16.31	17.62	18.92	20.47	21.84	22.81	23.66	24.84	25.78	26.52
Salamanca	TP-060010-040CO1E	1.43	2.72	4.00	5.57	6.90	7.88	8.70	9.90	10.81	11.51
San Bartolo	TP-060010-025CO1E	9.89	10.14	10.40	10.67	10.95	11.12	11.30	11.47	11.66	11.84
San Bartolo	TP-060023010-025CO1E	0.88	0.92	0.96	1.00	1.01	1.02	1.02	1.03	1.04	1.04
San Isidro	TP-060010-050CO1I	5.25	6.26	7.66	8.63	10.39	11.09	11.96	12.98	14.17	15.02
San Isidro	TP-060010-025CO1E	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
San Isidro	TP-060023010-040CO1I	11.27	11.43	11.59	11.76	11.93	12.03	12.14	12.25	12.37	12.48
San Juan	TP-060010-050CO1I	24.60	25.29	26.01	26.74	27.50	27.97	28.46	26.16	26.61	27.07
San Mateo	TP-060023010-015SI3E	1.08	1.10	1.11	1.12	1.14	1.15	1.14	1.17	1.17	1.19
San Vicente	TP-060010-025CO1E	11.76	12.08	12.83	13.95	14.93	15.38	16.47	8.40	9.08	9.44
San Vicente	TP-060023010-025CO1E	11.17	11.47	12.22	13.32	14.31	14.77	15.86	8.00	8.49	8.86
Santa Anita	TP-060023-050CO1E	28.22	28.47	28.73	29.00	29.28	29.46	29.63	29.81	30.00	30.19
Santa Anita	TP-060010-050CO1E	29.52	23.37	23.99	24.63	25.30	25.71	26.13	26.56	27.00	27.44
Santa Clara	TP-060023010-040CO1E	26.84	27.27	23.88	24.28	24.61	24.82	25.02	25.24	25.45	25.67
Santa Clara	TP-060010-025CO1E	12.31	9.41	9.71	10.02	10.27	10.43	10.59	10.75	10.91	11.08
Surco	TP-060010-005SI2E	1.21	1.24	1.28	1.32	1.35	1.38	1.40	1.43	1.45	1.48
Vertientes	TP-060010-050CO1E	12.79	13.10	13.42	13.75	14.09	14.30	14.52	14.74	14.96	15.19
Vertientes	TP-060023010-025CO1E	14.19	14.89	15.60	16.30	16.30	16.31	16.31	16.32	16.32	16.33
Villa El Salvador	TP-060010-025CO1E	6.08	6.50	7.56	8.16	9.35	9.75	10.38	10.74	11.64	12.28
Villa El Salvador	TP-060010-025CO1E	6.08	6.50	7.56	8.16	9.35	9.75	10.38	10.74	11.64	12.28
Villa Maria	TP-060010-025CO1E	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Villa Maria	TP-060010-025CO1E	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Villa Maria	TP-060023010-040CO1E	5.34	5.35	5.35	5.35	5.35	5.35	5.36	5.36	5.36	5.36

Nombre Subestación *	Código de Módulo Estándar	Año1	Año2	Año3	Año4	Año5	Año6	Año7	Año8	Año9	Año10
Huaycan	TP-060010-025CO1E	15.11	15.64	16.17	16.71	17.07	17.30	10.89	11.03	11.18	11.34
Vitarte	TP-060023010-040CO1E	0.00	19.34	20.02	20.71	21.06	21.29	21.51	21.74	21.98	22.22
Alto Pradera	TP-060023-050CO1E	0.00	0.37	8.90	17.35	17.48	17.68	18.10	18.30	18.36	20.62

Con las Potencias No Servidas, se evalúa la factibilidad de contar con un tipo de transformador de reserva.

C.5.3. Resultados del modelo Económico Financiero de Confiabilidad

Nombre Subestación	Código de Módulo Estándar	Reserva en Bodega	Reserva Cambio Rápido	Reserva en Línea	Cual tipo de reserva se recomienda?
Alto Pradera	TP-060023-050CO1E	\$ 3,429,918	\$ 3,418,426	\$ 2,885,208	Reserva en Bodega
Balnearios	TP-060023010-040CO1E	\$ 1,004,981	\$ 921,559	\$ 236,303	Reserva en Bodega
Balnearios	TP-060010-050CO1I	\$ 4,380,967	\$ 4,390,424	\$ 3,885,338	Reserva en Bodega
Balnearios	TP-060010-050CO1I	\$ 4,429,950	\$ 4,437,699	\$ 3,932,859	Reserva en Bodega
Barranco	TP-060010-050CO1E	\$ 4,556,558	\$ 4,567,869	\$ 4,065,605	Reserva en Bodega
Bujama	TP-060010-025CO1E	\$ 1,854,471	\$ 1,821,500	\$ 1,291,584	Reserva en Bodega
Bujama	TP-060023-050CO1E	\$ 2,308,069	\$ 2,266,203	\$ 1,693,419	Reserva en Bodega
Central	TP-060023-050CO1E	\$ 2,522,472	\$ 2,484,265	\$ 1,917,346	Reserva en Bodega
Chilca	TP-060023010-040CO1E	\$ 413,721	\$ 314,937	-\$ 389,981	Reserva en Bodega
Chilca	TP-060023-050CO1E	\$ 3,103,959	\$ 3,082,602	\$ 2,535,769	Reserva en Bodega
Chorrillos	TP-060010-050CO1E	\$ 4,652,302	\$ 4,673,805	\$ 4,183,776	Reserva en Bodega
Chorrillos	TP-060023010-040CO1E	\$ 4,071,607	\$ 4,065,431	\$ 3,480,499	Reserva en Bodega
Galvez	TP-060010-050CO1I	\$ 3,427,215	\$ 3,410,245	\$ 2,871,748	Reserva en Bodega
Huachipa	TP-060010-050CO1I	\$ 8,690,703	\$ 8,809,822	\$ 8,448,650	Reserva en Bodega
Huachipa	TP-060023-050CO1E	\$ 6,256,537	\$ 6,314,313	\$ 5,872,156	Reserva en Bodega
La Planicie	TP-060010-025CO1E	\$ 2,088,493	\$ 2,063,209	\$ 1,543,583	Reserva en Bodega
La Planicie	TP-060010-025CO1E	\$ 2,117,140	\$ 2,091,437	\$ 1,572,010	Reserva en Bodega
Las Praderas	TP-060023010-040CO1E	\$ 5,422,162	\$ 5,446,432	\$ 4,902,877	Reserva en Bodega
Las Praderas	TP-060023010-025CO1E	\$ 7,085,736	\$ 7,177,816	\$ 6,744,333	Reserva en Bodega
Las Praderas	TP-060023010-025CO1E	\$ 1,897,337	\$ 1,851,603	\$ 1,238,855	Reserva en Bodega
Limatambo	TP-060023010-040CO1I	\$ 1,873,742	\$ 1,813,051	\$ 1,157,849	Reserva en Bodega
Los Ingenieros	TP-060010-040CO1E	\$ 5,299,704	\$ 5,337,772	\$ 4,882,062	Reserva en Bodega
Los Ingenieros	TP-060023-050CO1E	\$ 5,351,835	\$ 5,395,492	\$ 4,932,342	Reserva en Bodega
Lurin	TP-060023010-040CO1E	\$ 5,081,182	\$ 5,100,753	\$ 4,550,976	Reserva en Bodega
Lurin	TP-060023-050CO1E	\$ 5,027,927	\$ 5,056,562	\$ 4,575,724	Reserva en Bodega
Manchay	TP-060010-025CO1E	\$ 1,892,203	\$ 1,861,031	\$ 1,333,159	Reserva en Bodega
Manchay	TP-060023010-025CO1E	\$ 2,076,992	\$ 2,036,493	\$ 1,431,063	Reserva en Bodega
Monterrico	TP-060023-050CO1E	\$ 7,071,274	\$ 7,148,898	\$ 6,726,667	Reserva en Bodega
Monterrico	TP-060023010-040CO1E	\$ 5,174,632	\$ 5,201,449	\$ 4,659,098	Reserva en Bodega
Neyra	TP-060023010-040CO1I	\$ 891,006	\$ 805,036	\$ 116,472	Reserva en Bodega
Pachacamac	TP-060010-025CO1E	\$ 195,780	\$ 121,232	-\$ 462,921	Reserva en Bodega
Pachacamac	TP-060010-025CO1E	\$ 221,453	\$ 146,850	-\$ 437,274	Reserva en Bodega
Puente	TP-060010-050CO1E	\$ 2,347,968	\$ 2,307,218	\$ 1,735,429	Reserva en Bodega
Puente	TP-060023010-040CO1E	\$ 1,908,966	\$ 1,848,812	\$ 1,194,999	Reserva en Bodega

Nombre Subestación	Código de Módulo Estándar	Reserva en Bodega	Reserva Cambio Rápido	Reserva en Línea	Cual tipo de reserva se recomienda?
Puente	TP-060010-050CO1E	\$ 2,285,800	\$ 2,244,748	\$ 1,672,992	Reserva en Bodega
Salamanca	TP-060010-050CO1I	\$ 5,296,633	\$ 5,324,195	\$ 4,843,049	Reserva en Bodega
Salamanca	TP-060010-040CO1E	\$ 1,487,769	\$ 1,430,698	\$ 850,378	Reserva en Bodega
San Bartolo	TP-060010-025CO1E	\$ 1,334,173	\$ 1,292,242	\$ 750,610	Reserva en Bodega
San Isidro	TP-060010-050CO1I	\$ 1,871,569	\$ 1,816,562	\$ 1,227,476	Reserva en Bodega
San Isidro	TP-060023010-040CO1I	\$ 1,888,442	\$ 1,826,082	\$ 1,168,489	Reserva en Bodega
San Juan	TP-060010-050CO1I	\$ 5,378,107	\$ 5,409,146	\$ 4,932,142	Reserva en Bodega
San Vicente	TP-060010-025CO1E	\$ 1,978,273	\$ 1,946,914	\$ 1,418,813	Reserva en Bodega
San Vicente	TP-060023010-025CO1E	\$ 1,547,653	\$ 1,497,512	\$ 879,485	Reserva en Bodega
Santa Anita	TP-060023-050CO1E	\$ 6,463,027	\$ 6,519,543	\$ 6,074,033	Reserva en Bodega
Santa Anita	TP-060010-050CO1E	\$ 5,509,419	\$ 5,547,689	\$ 5,079,417	Reserva en Bodega
Santa Clara	TP-060023010-040CO1E	\$ 4,814,809	\$ 4,824,590	\$ 4,258,941	Reserva en Bodega
Santa Clara	TP-060010-025CO1E	\$ 1,663,519	\$ 1,627,352	\$ 1,093,750	Reserva en Bodega
Vertientes	TP-060010-050CO1E	\$ 2,813,096	\$ 2,784,574	\$ 2,228,487	Reserva en Bodega
Vertientes	TP-060023010-025CO1E	\$ 3,135,369	\$ 3,125,684	\$ 2,560,636	Reserva en Bodega
Villa El Salvador	TP-060010-025CO1E	\$ 1,608,329	\$ 1,571,911	\$ 1,037,133	Reserva en Bodega
Villa El Salvador	TP-060010-025CO1E	\$ 1,754,810	\$ 1,719,200	\$ 1,184,124	Reserva en Bodega
Villa Maria	TP-060023010-040CO1E	\$ 340,578	\$ 239,605	-\$ 468,192	Reserva en Bodega
Huaycan	TP-060010-025CO1E	\$ 3,021,956	\$ 3,020,926	\$ 2,527,988	Reserva en Bodega
Vitarte	TP-060023010-040CO1E	\$ 4,434,874	\$ 4,439,632	\$ 3,867,846	Reserva en Bodega
Alto Pradera	TP-060023-050CO1E	\$ 3,388,784	\$ 3,376,009	\$ 2,839,682	Reserva en Bodega

Nombre Subestación	Código de Módulo Estándar	Reserva en Bodega	Reserva Cambio Rápido	Reserva en Línea	Cual tipo de reserva se recomienda?
Barranco	TP-060010-025CO1E	-\$ 102,833	-\$ 184,700	-\$ 778,676	No viable
Barranco	TP-060010-025CO1E	-\$ 103,582	-\$ 185,376	-\$ 779,393	No viable
Central	TP-060010-050CO1E	-\$ 671,404	-\$ 789,887	-\$ 1,462,775	No viable
Central	TP-060010-050CO1E	-\$ 671,404	-\$ 789,887	-\$ 1,462,775	No viable
Chosica	TP-060010-020CO1E	-\$ 423,583	-\$ 509,016	-\$ 1,100,619	No viable
Chosica	TP-060010-020CO1E	-\$ 419,134	-\$ 504,535	-\$ 1,096,146	No viable
Galvez	TP-060010-025CO1I	-\$ 527,078	-\$ 620,092	-\$ 1,228,561	No viable
Galvez	TP-060010-025CO1I	-\$ 527,078	-\$ 620,092	-\$ 1,228,561	No viable
Limatambo	TP-060010-050CO1E	-\$ 671,404	-\$ 789,887	-\$ 1,462,775	No viable
Limatambo	TP-060010-050CO1E	-\$ 671,404	-\$ 789,887	-\$ 1,462,775	No viable
Neyra	TP-060010-050CO1E	-\$ 671,404	-\$ 789,887	-\$ 1,462,775	No viable
Neyra	TP-060010-050CO1I	-\$ 671,404	-\$ 789,887	-\$ 1,462,775	No viable
San Bartolo	TP-060023010-025CO1E	-\$ 436,877	-\$ 540,892	-\$ 1,228,884	No viable
San Isidro	TP-060010-025CO1E	-\$ 527,078	-\$ 620,092	-\$ 1,228,561	No viable
San Mateo	TP-060023010-015SI3E	-\$ 356,829	-\$ 444,716	-\$ 1,097,838	No viable
Surco	TP-060010-005SI2E	-\$ 91,836	-\$ 143,119	-\$ 672,136	No viable
Villa Maria	TP-060010-025CO1E	-\$ 527,078	-\$ 620,092	-\$ 1,228,561	No viable
Villa Maria	TP-060010-025CO1E	-\$ 527,078	-\$ 620,092	-\$ 1,228,561	No viable

C.5.4. Agrupamientos de transformadores

De acuerdo con los resultados obtenidos con el modelo de confiabilidad, se tienen los siguientes transformadores que pueden compartir reserva:

Transformadores por Devanados	Transformadores existentes en operación que necesitan reserva en bodega (según potencia del lado primario)	Transformadores de reserva o disponibles existentes
60/10 kV	12 transformadores de 25 MVA 2 transformadores de 40 MVA 13 transformadores de 50 MVA	1 transformadores de 12,5 MVA 2 1 transformadores de 17,2 MVA 1 transformadores de 25 MVA ⁽¹⁾ 1 transformador de 50 MVA
60/22,9 kV	10 transformador de 50 MVA	1 transformador de 50 MVA
60/22,9/10 kV	5 transformadores de 25 MVA 13 transformadores de 40 MVA	3 transformador de 25 MVA ⁽²⁾ 0 transformador de 40 MVA ⁽³⁾

(1) Se considera solo 1 transformador puesto que el otro disponible se utilizará en la nueva SET Huaycán.

(2) Se considera 3 transformadores, puesto que el 2028 se contará con un transformador proveniente de Chilca.

(3) No se cuenta con transformador de reserva en este grupo, toda vez que el único transformador disponible en 60/22,9/10 kV será rotado a la SET Vitarte el 2026.

- Para los transformadores de 60/10 kV – 25 MVA (12 en total), se cuenta con una reserva existente (1) y para el 2027 se contará con una reserva adicional proveniente de la SET Monterrico, por lo que se considera que no necesitan ser evaluados en el modelo de optimización.
- Para los transformadores de 60/10 kV, de 40 y 50 MVA (15 en total), se considera que deben pasar a evaluarse en el modelo de optimización.
- Para los transformadores de 60/22,9 kV – 50 MVA (10 en total), se considera que deben pasar a evaluarse en el modelo de optimización.
- Para los transformadores de 60/22,9/10 kV, 25 MVA (5 en total), se cuenta con tres reservas existentes (3), por lo que se considera que no necesitan ser evaluados en el modelo de optimización.
- Para los transformadores de 60/22,9/10 kV – 40 MVA (13 en total), se considera que deben pasar a evaluarse en el modelo de optimización.

En tal sentido, con el modelo de optimización se evaluarán los siguientes grupos de transformadores:

Transformadores por Devanados	Transformadores existentes en operación que necesitan reserva en bodega
60/10 kV	2 transformadores de 40 MVA 13 transformadores de 50 MVA
60/22,9 kV	10 transformador de 50 MVA
60/22,9/10 kV	13 transformadores de 40 MVA

C.5.4.1. Parque de transformadores en 60/10 kV – 40, 50 MVA

Los 15 transformadores de este Parque se encuentran ubicadas en 13 subestaciones, las cuales se encuentran ubicadas dentro o cercanos a los distritos de Lima

Metropolitana; es decir, se encuentran cercanos entre sí. Por lo que, la evaluación se podría realizar considerando un solo agrupamiento para este grupo de transformadores.

Sin embargo, considerando la cantidad de transformadores de 60/10 kV – 40, 50 MVA en todo el AD7, resulta conveniente dividir el parque de transformadores en 2 grupos, considerando la ubicación geográfica.

Alternativa II	
Grupo	SET
G1	Balnearios
G1	Santa Anita
G1	Galvez
G1	Huachipa
G1	Los Ingenieros
G1	Puente
G1	Salamanca
G1	San Isidro
G1	Santa Anita
G2	Barranco
G2	Chorrillos
G2	San Juan
G2	Vertientes

C.5.4.2. Parque de transformadores en 60/23 kV – 50 MVA

En este grupo se tiene en total 10 transformadores distribuidos en 9 subestaciones. De las cuales la gran mayoría se encuentran cercanas a Lima. Por tanto, al ser un grupo reducido de transformadores se evaluará la optimización considerando un solo agrupamiento.

Alternativa I	
Grupo	SET
G1	Huachipa
G1	Santa Anita
G1	Los Ingenieros
G1	Monterrico
G1	Central
G1	Alto Pradera
G1	Lurín
G1	Chilca
G1	Bujama

C.5.4.3. Parque de transformadores en 60/23/10 kV – 40 MVA

El criterio aplicado para el agrupamiento de este grupo de transformadores es similar al descrito en la sección C.5.4.1.

Alternativa II	
Grupo	SET
G1	Balnearios
G1	Limatambo
G1	Monterrico
G1	Neyra
G1	Puente
G1	San Isidro
G1	Santa Clara
G1	Vitarte
G2	Chilca
G2	Chorrillos
G2	Las Praderas
G2	Lurín
G2	Villa María

C.5.5. Resultados de Optimización

C.5.5.1. Parque 60/10 kV – 40 y 50 MVA

A continuación se muestra los resultados obtenidos con el modelo de optimización.

Potencia Móvil	SET CUBIERTAS	Tipo Repuesto	Localización	2025	2026	2027	2028	2029
7_G1_TP-060	Balnearios	Móvil	Santa Anita	40.03	41.37	42.73		
			Los Ingenieros				44.12	
								45.00
	Galvez	Móvil	Santa Anita	40.03	41.37	42.73		
			Los Ingenieros				44.12	
							45.00	
	Huachipa	Móvil	Santa Anita	40.03	41.37	42.73		
			Los Ingenieros				44.12	
							45.00	
	Los Ingenieros	Móvil	Santa Anita	40.03	41.37	42.73		
			Los Ingenieros				44.12	
							45.00	
	Puente	Móvil	Santa Anita	40.03	41.37	42.73		
			Los Ingenieros				44.12	
							45.00	
	Salamanca	Móvil	Santa Anita	40.03	41.37	42.73		
			Los Ingenieros				44.12	
							45.00	
San Isidro	Móvil	Santa Anita	40.03	41.37	42.73			
		Los Ingenieros				44.12		
						45.00		
Santa Anita	Móvil	Santa Anita	40.03	41.37	42.73			
		Los Ingenieros				44.12		
						45.00		
7_G2_TP-060	Barranco	Móvil	San Juan	24.60	25.29	26.01	27.60	27.52
	Chorrillos	Móvil	San Juan	24.60	25.29	26.01	27.60	27.52
	San Juan	Móvil	San Juan	24.60	25.29	26.01	27.60	27.52
				24.60	25.29	26.01	27.60	27.52
	Vertientes	Móvil	San Juan	24.60	25.29	26.01	27.60	27.52
Total general				418.64	432.12	445.88	463.35	470.08

Como se observa en el cuadro de resultados, para brindar confiabilidad al parque de 60/10 kV – 40 y 50 MVA, resulta necesario contar en total con 2 transformadores de reserva en 60/10 kV – 50MVA, a ubicarse en las SET's Puente y San Juan.

C.5.5.2. Parque 60/23 kV – 50 MVA

A continuación se muestra los resultados obtenidos con el modelo de optimización.

Potencia Móvil	SET CUBIERTAS	Tipo Repuesto	Localización	2025	2026	2027	2028	2029
7_G1_TP-060	Alto Pradera	Móvil	Monterrico	41.27				
			Los Ingenieros		36.24	40.51	34.02	34.45
	Bujama	Móvil	Monterrico	41.27				
			Los Ingenieros		36.24	40.51	34.02	34.45
	Central	Móvil	Monterrico	41.27				
			Los Ingenieros		36.24	40.51	34.02	34.45
	Chilca	Móvil	Monterrico	41.27				
			Los Ingenieros		36.24	40.51	34.02	34.45
	Huachipa	Móvil	Monterrico	41.27				
			Los Ingenieros		36.24	40.51	34.02	34.45
	Los Ingenieros	Móvil	Monterrico	41.27				
			Los Ingenieros		36.24	40.51	34.02	34.45
	Lurin	Móvil	Monterrico	41.27				
			Los Ingenieros		36.24	40.51	34.02	34.45
	Monterrico	Móvil	Monterrico	41.27				
			Los Ingenieros		36.24	40.51	34.02	34.45
	Santa Anita	Móvil	Monterrico	41.27				
			Los Ingenieros		36.24	40.51	34.02	34.45
Total general				371.43	326.16	364.59	306.18	310.05

Como se observa en el cuadro de resultados, para brindar confiabilidad al parque de 60/23 kV – 50 MVA, resulta necesario contar en total con 1 transformador de reserva en 60/23 kV – 50MVA, a ubicarse en las SET's Los Ingenieros.

C.5.5.3. Parque 60/23/10 kV – 40 MVA

A continuación se muestra los resultados obtenidos con el modelo de optimización

Potencia Móvil	SET CUBIERTAS	Tipo Repuesto	Localización	2025	2026	2027	2028	2029
7_G1_TP-060	Balnearios	Móvil	Monterrico	26.84	27.27	26.99	27.69	28.29
	Limatambo	Móvil	Monterrico	26.84	27.27	26.99	27.69	28.29
	Monterrico	Móvil	Monterrico	26.84	27.27	26.99	27.69	28.29
	Neyra	Móvil	Monterrico	26.84	27.27	26.99	27.69	28.29
	Puente	Móvil	Monterrico	26.84	27.27	26.99	27.69	28.29
	San Isidro	Móvil	Monterrico	26.84	27.27	26.99	27.69	28.29
	Santa Clara	Móvil	Monterrico	26.84	27.27	26.99	27.69	28.29
	Vitarte	Móvil	Monterrico		27.27	26.99	27.69	28.29
	NA		Monterrico	0.00				
7_G2_TP-060	Chilca	Móvil	Lurin	25.73	26.04	26.35	25.62	26.23
	Chorrillos	Móvil	Lurin	25.73	26.04	26.35	25.62	26.23
	Las Praderas	Móvil	Lurin	25.73	26.04	26.35	25.62	26.23
	Lurin	Móvil	Lurin	25.73	26.04	26.35	25.62	26.23
	Villa Maria	Móvil	Lurin	25.73	26.04	26.35	25.62	26.23
Total general				316.53	348.36	347.67	349.62	357.47

Como se observa en el cuadro de resultados, para brindar confiabilidad al parque de 60/23/10 kV – 40 MVA, resulta necesario contar en total con 2 transformador de reserva en 60/23/10 kV – 40 MVA, a ubicarse en las SET's Monterrico y Lurin.

C.6. Reserva Plan de Inversión 2025-2029

C.6.1. Resultados TP Reserva Plan de Inversión 2025-2029

De acuerdo a los resultados obtenidos, luego de la aplicación de los criterios y la metodología para determinar transformadores de reserva, se dispone:

Para el Parque 60/10 kV – 40, 50 MVA:

Aprobar un (1) transformador de reserva en 60/10 kV – 50 MVA (adicional al que tiene), a ubicarse en la SET Puente. Y reubicar el transformador de reserva existente a la SET San Juan.

Para el Parque 60/23 kV – 50 MVA:

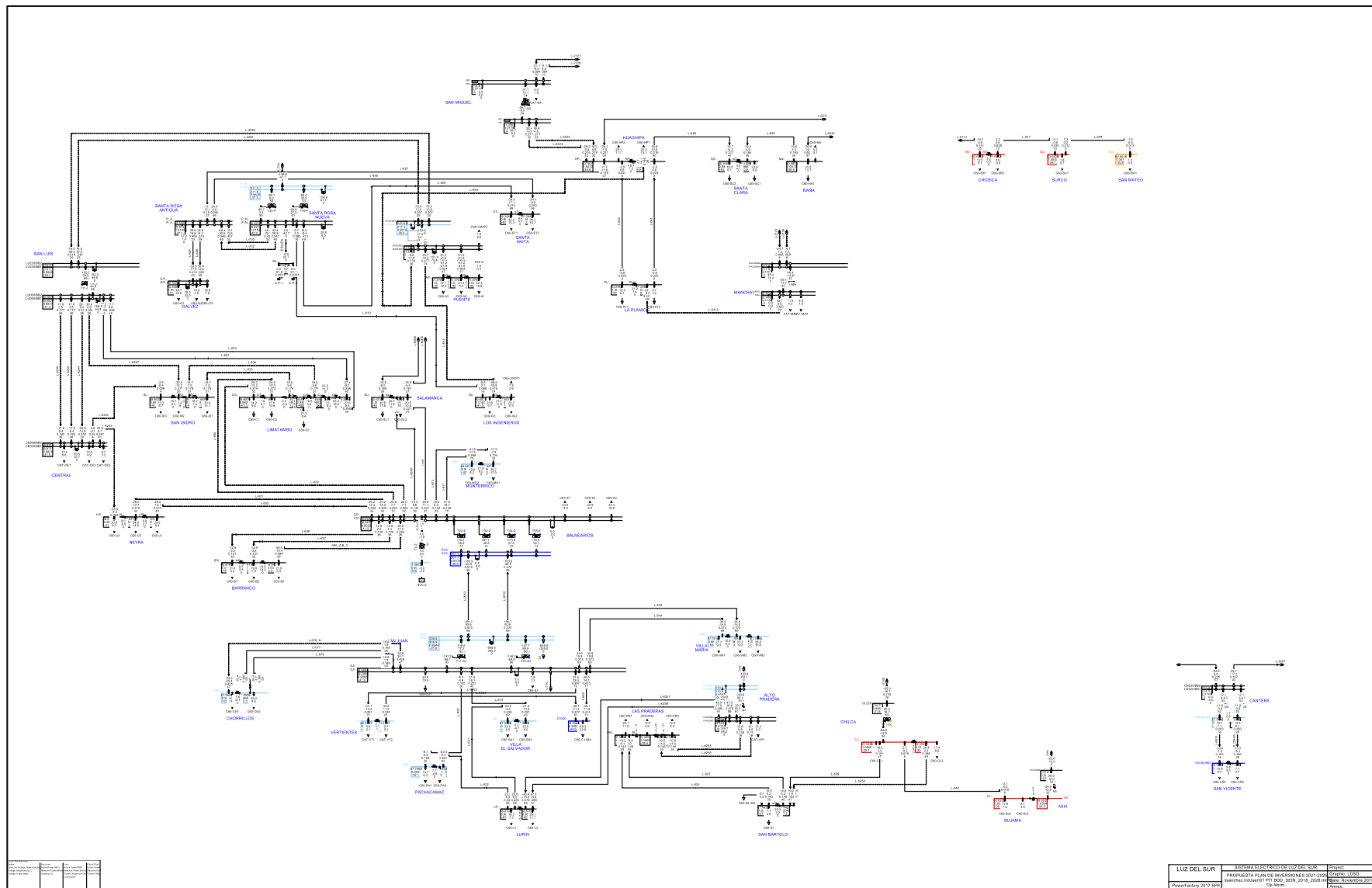
No se requiere reserva adicional al que ya tiene.

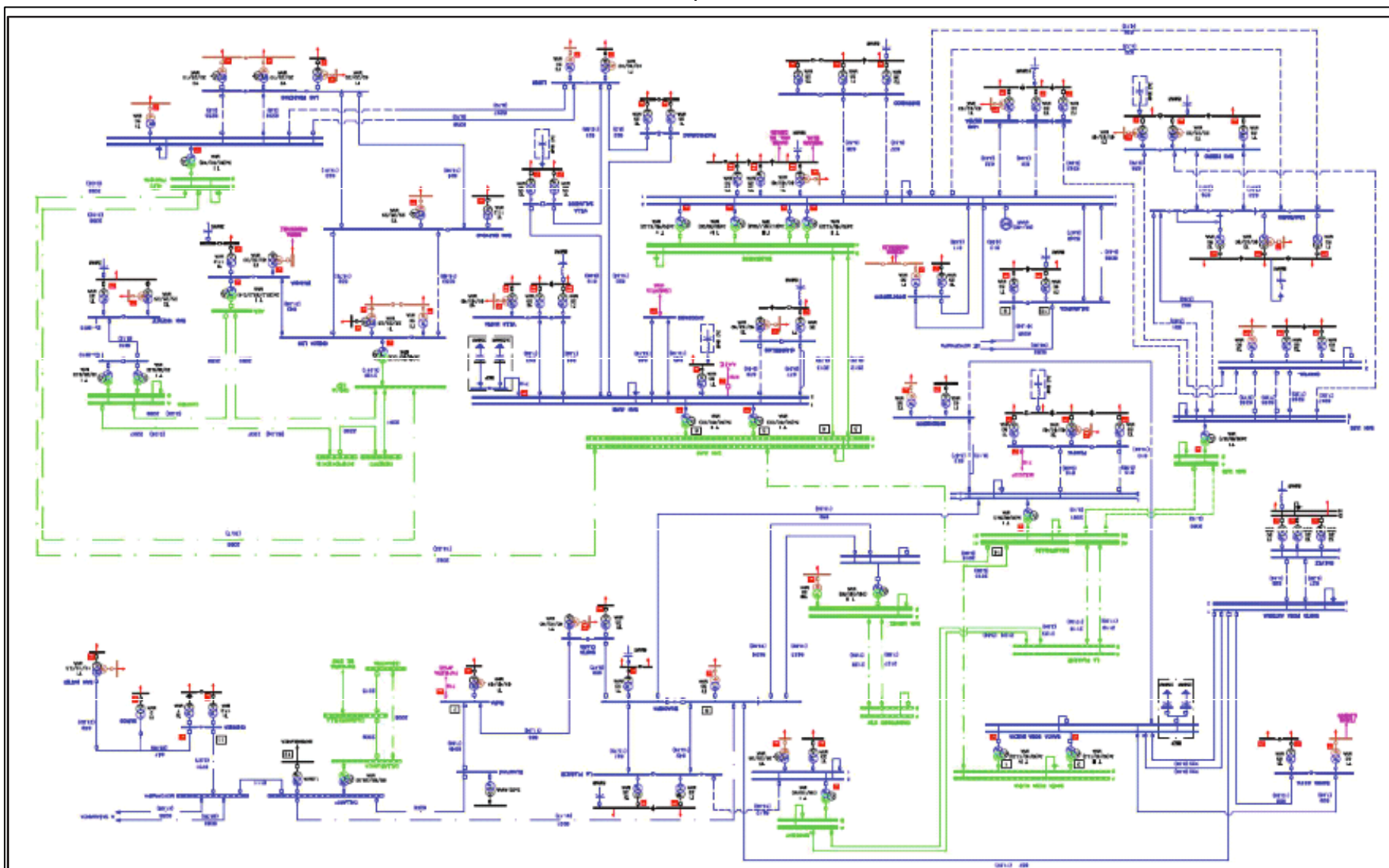
Para el Parque 60/23/10 kV – 40 MVA:

Aprobar dos (02) transformadores de reserva en 60/23/10 kV – 40 MVA, a ubicarse en la SET Monterrico y SET Lurín.

Anexo D
Diagrama Unifilar del Sistema
Actual según información de
Titulares

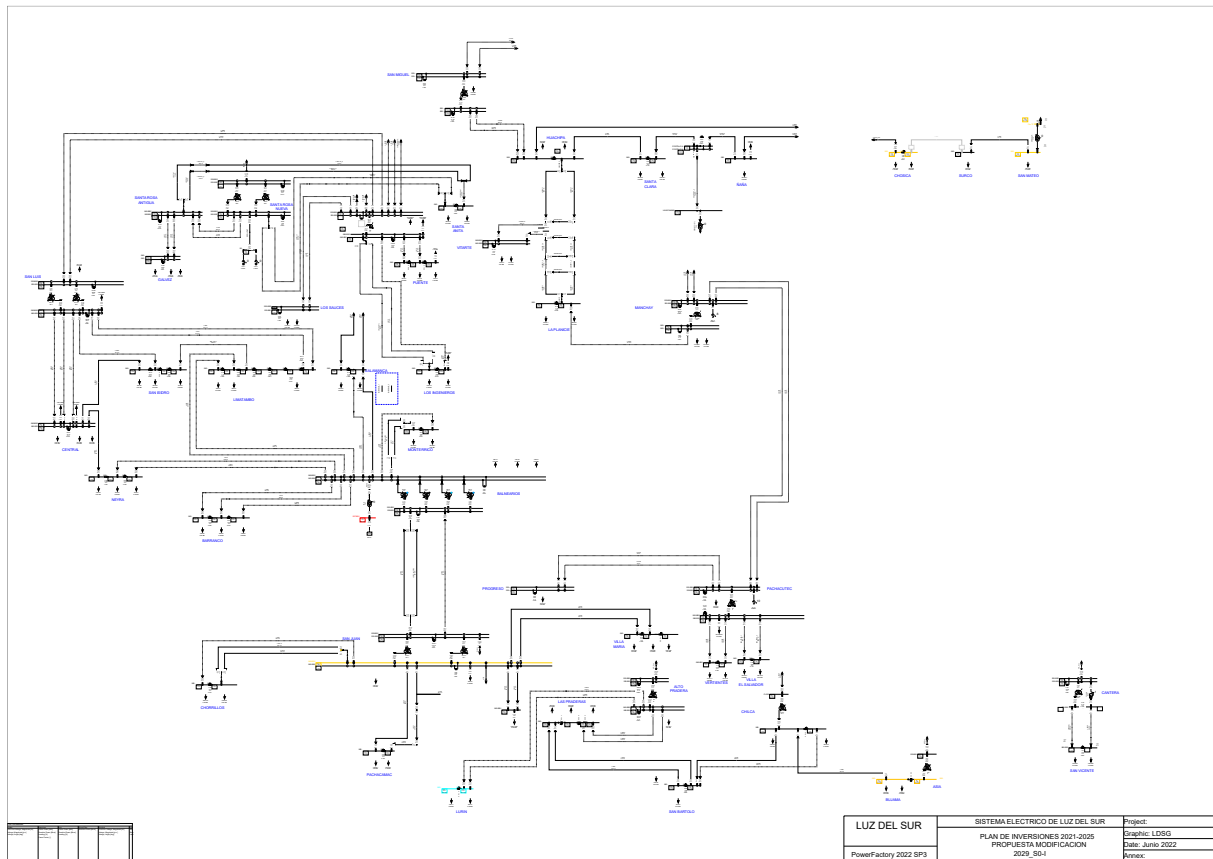
Sistema Eléctrico Lima Sur





Anexo E
Diagrama Unifilar de la Alternativa
Seleccionada según análisis de
Osinergmin

Área de Demanda 7 (año 2029)



Anexo F
Plan de Inversiones 2025-2029
determinado por Osinergmin

PLAN DE INVERSIONES 2025-2029 (NUEVAS INSTALACIONES)
Proyectos necesarios en el periodo 2025-2029 – Área de Demanda 7

Proyecto N°	Año	Titular	Proyecto	Instalación	Inversión USD (*)
1	2025	LDS	Nueva SET Huaycán AT/MT 25 MVA	SET Huaycán	18 251 022
2	2026	LDS	Nueva SET Vitarte AT/MT 40 MVA	SET Vitarte	7 799 264
3	2026	LDS	Ampliación SET Monterrico AT/MT	SET Monterrico	1 610 607
4	2026	LDS	Ampliación SET Alto Pradera AT/MT	SET Alto Pradera	1 470 511
5	2028	LDS	Ampliación SET Bujama AT/MT	SET Bujama	918 837
6	2025	LDS	Reconfiguración de Líneas a SET Santa Anita	Líneas	2 313 451
7	2025	LDS	Nueva Línea 60 kV Cantera – San Vicente	Línea	10 945 510
8	2028	LDS	Renovación Celdas SET AT/MT Limatambo	SET Limatambo	4 857 378
9	2028	LDS	Renovación Celdas SET AT/MT San Isidro	SET San Isidro	4 102 823
10	2028	LDS	Renovación Celdas SET AT/MT Gálvez	SET Gálvez	1 713 364
11	2026	LDS	Transformadores de reserva	SET Varias	2 904 281
12	2025	LDS	Barra 22,9 kV SET AT/MT Ñaña	SET Ñaña	185 835
13	2026	LDS	Soterramiento Líneas 60 kV Huachipa - Planicie	Líneas	2 489 304
14	2028	LDS	Celdas MT	SET Varias	756 268
15	2028	LDS	Autotransformador 60/50 kV y Línea San Mateo (STATKRAFT) – San Mateo (LDS)	SET San Mateo (LDS) Línea	3 396 140

(*) El detalle de los Elementos aprobados y su fecha de implementación se puede verificar en el formato F-305 que sustenta el presente informe.

(**) Las inversiones se establecerán de forma definitiva con base a los costos estándares de mercado vigentes a la fecha de su entrada en operación comercial.

PROGRAMACIÓN DE BAJAS

Elementos previstos a darse de Baja en el Período 2025-2029 – Área de Demanda 7

Programación de Bajas AD07				
AD	Titular	Año	Elemento	Instalación
7	LDS	2026	Celda de Alimentador 22,9 kV	SET AT/MT Monterrico
7	LDS	2026	Celda de Alimentador 22,9 kV	SET AT/MT Monterrico
7	LDS	2026	Celda de Transformador 22,9 kV	SET AT/MT Monterrico
7	LDS	2026	Celda de Medición 22,9 kV	SET AT/MT Monterrico
7	LDS	2026	Celda de Acoplamiento 22,9 kV	SET AT/MT Monterrico
7	LDS	2026	Tramo de Líneas Huachipa – Planicie L-641/L-642 (E45-E49)	Línea
7	LDS	2028	Celda de Línea 60 kV	SET AT/MT San Isidro
7	LDS	2028	Celda de Línea 60 kV	SET AT/MT San Isidro
7	LDS	2028	Celda de Línea 60 kV	SET AT/MT San Isidro
7	LDS	2028	Celda de Transformador 60 kV	SET AT/MT San Isidro
7	LDS	2028	Celda de Transformador 60 kV	SET AT/MT San Isidro
7	LDS	2028	Celda de Transformador 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

Programación de Bajas AD07				
AD	Titular	Año	Elemento	Instalación
7	LDS	2028	Celda de Línea 60 kV	SET AT/MT Limatambo
7	LDS	2028	Celda de Línea 60 kV	SET AT/MT Limatambo
7	LDS	2028	Celda de Transformador 60 kV	SET AT/MT Limatambo
7	LDS	2028	Celda de Transformador 60 kV	SET AT/MT Limatambo
7	LDS	2028	Celda de Transformador 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 Acoplamiento 60 kV	SET AT/MT Limatambo
7	LDS	2028	Celda de Medición 60 kV	SET AT/MT Limatambo
7	LDS	2028	Celda de Alimentador 10 kV	SET AT/MT Gálvez
7	LDS	2028	Celda de Alimentador 10 kV	SET AT/MT Gálvez
7	LDS	2028	Celda de Alimentador 10 kV	SET AT/MT Gálvez
7	LDS	2028	Celda de Alimentador 10 kV	SET AT/MT Gálvez
7	LDS	2028	Celda de Alimentador 10 kV	SET AT/MT Gálvez
7	LDS	2028	Celda de Alimentador 10 kV	SET AT/MT Gálvez
7	LDS	2028	Celda de Alimentador 10 kV	SET AT/MT Gálvez
7	LDS	2028	Celda de Alimentador 10 kV	SET AT/MT Gálvez
7	LDS	2028	Celda de Alimentador 10 kV	SET AT/MT Gálvez
7	LDS	2028	Celda de Alimentador 10 kV	SET AT/MT Gálvez
7	LDS	2028	Celda de Alimentador 10 kV	SET AT/MT Gálvez
7	LDS	2028	Celda de Alimentador 10 kV	SET AT/MT Gálvez
7	LDS	2028	Celda de Alimentador 10 kV	SET AT/MT Gálvez
7	LDS	2028	Celda de Alimentador 10 kV	SET AT/MT Gálvez
7	LDS	2028	Celda de Alimentador 10 kV	SET AT/MT Gálvez
7	LDS	2028	Celda de Alimentador 10 kV	SET AT/MT Gálvez
7	LDS	2028	Celda de Alimentador 10 kV (se encuentra instalada una celda de transformador)	SET AT/MT Gálvez
7	LDS	2028	Celda de Transformador 10 kV	SET AT/MT Gálvez
7	LDS	2028	Celda de Transformador 10 kV	SET AT/MT Gálvez
7	LDS	2028	Celda de Medición 10 kV	SET AT/MT Gálvez
7	LDS	2028	Celda de Medición 10 kV	SET AT/MT Gálvez
7	LDS	2028	Celda de Acoplamiento 10 kV	SET AT/MT Gálvez
7	LDS	2028	Celda de Acoplamiento 10 kV	SET AT/MT Gálvez
7	LDS	2025	Línea 60 kV Cantera – San Vicente L-6610	Línea
7	LDS	2026	Celda de Línea 60 kV	SET Huachipa
7	LDS	2026	Celda de Línea 60 kV	SET Planicie

PLAN DE INVERSIONES 2021-2025 (RETIROS)**Elementos retirados del Plan de Inversiones 2021-2025 – Área de Demanda 7**

Retiro de proyectos aprobados PIT 2021-2025 AD07					
AD	Titular	Año	Elemento	Instalación	Módulo Estándar
7	LDS	2025	Celda de línea de 60 kV	SET AT/MT San Isidro	CE-060COC1ESBLI
7	LDS	2025	Celda de línea de 60 kV	SET AT/MT Limatambo	CE-060COC1ESBLI

Bajas retiradas de la programación del Plan de Inversiones 2021-2025 – Área de Demanda 7

Programación de Bajas AD07				
AD	Titular	Año	Elemento	Instalación
7	LDS	2023	Línea 60 kV Santa Rosa Antigua – Huachipa (L-657) (con excepción del tramo E07-E11)	Línea
7	LDS	2023	Celda de Línea 60 kV (L-657)	SET AT/MT Santa Rosa Antigua
7	LDS	2023	Celda de Línea 60 kV (L-657)	SET AT/MT Huachipa

Anexo G

Cuadros Comparativos

Aprobación del Plan de Inversiones 2025-2029
COMPARACIÓN DE LA PROYECCIÓN GLOBAL DE LA DEMANDA (EN MT)
ÁREA DE DEMANDA 7

Año	LUZ DEL SUR		PROPUESTA Osinergmin	
	GWh	(%) GWh	GWh	(%) GWh
2022	9 297,77	-	9 686,29	-
2023	9 638,68	3,67%	9 868,53	1,88%
2024	9 942,36	3,15%	10 089,95	2,24%
2025	10 298,45	3,58%	10 391,41	2,99%
2026	10 613,61	3,06%	10 703,08	3,00%
2027	10 935,61	3,03%	11 020,71	2,97%
2028	11 176,86	2,21%	11 344,46	2,94%
2029	11 399,88	2,00%	11 551,23	1,82%
2030	11 645,27	2,15%	11 680,29	1,12%
2031	11 888,11	2,09%	11 811,65	1,12%
2032	12 143,96	2,15%	11 945,36	1,13%
2033	12 392,80	2,05%	12 081,45	1,14%
2034	12 648,59	2,06%	12 219,98	1,15%

Notas:

- (1) Fuente: Formato [F-109] + [F-115]
- (2) Para fines comparativos, la demanda Global (GWh) está referido en Media Tensión (MT).
La demanda Global en (GWh) de LDS corresponde a la PROPUESTA FINAL.

Aprobación del Plan de Inversiones 2025-2029
COMPARACIÓN DE INVERSIONES ANUALES (SCT) – TOTAL ÁREA DE DEMANDA 7
(USD)

Año	Propuesta Inicial (A)	Propuesta Final (B)	Osinergmin Publicación (C)	C/A-1	C/B-1
2025	1 084 111	1 158 541	31 645 085	2819%	2631%
2026	83 184 953	87 996 107	25 234 169	-70%	-71%
2027	21 881 876	5 682 056	0	-100%	-100%
2028	16 845 537	9 131 416	6 764 099	-60%	-26%
2029	0	1 138 837	71 242	-	-94%
TOTAL	122 996 477	105 106 956	63 714 595	-48%	-39%

9. Referencias

- [1] Estudios Técnico Económicos presentados por los TITULARES como sustento de su propuesta de Plan de Inversiones en Transmisión para el período 2025-2029 (01 de junio de 2023).
- [2] Observaciones al Estudio presentado por los TITULARES – Osinerghmin (setiembre 2023).
- [3] Respuestas a Observaciones formuladas a los Estudios (noviembre 2023).
- [4] Resolución N° 017-2024-OS/CD, mediante la cual se publicó el proyecto de resolución que aprobaría el Plan de Inversiones en Transmisión del período 2025-2029 (febrero 2024).
- [5] Opiniones y Sugerencias a la PREPUBLICACIÓN (marzo 2024).
- [6] Diversos archivos de cálculo desarrollados por Osinerghmin para la determinación del Plan de Inversiones 2025-2029.

Cabe señalar que la mayor parte de estos documentos se encuentran publicados en la página Web de Osinerghmin: 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”.